



Avaliação da explosão da unidade de FCC da refinaria da ExxonMobil no Texas

Leonardo Hashimoto Duarte Oliveira
Rafael Rodrigues Silva Ferreira

Projeto de Final de Curso

Orientadores

Prof. Carlos André Vaz Junior, D.Sc., EQ/UFRJ
Marina Heil de Assunção, B. Eng. Prod.

18 de maio de 2021

Avaliação da explosão da unidade de FCC da refinaria da ExxonMobil no Texas

Leonardo Hashimoto Duarte Oliveira

Rafael Rodrigues Silva Ferreira

Projeto de Final de Curso submetido ao Corpo Docente da Escola de Química, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro Químico.

Aprovado por:

Fabiana Valéria da Fonseca D.Sc., EQ/UFRJ

Aline de Oliveira Martins. B. Eng. Quim.

Orientado por:

Carlos André Vaz Junior, D.Sc., EQ/UFRJ

Marina Heil de Assunção, B. Eng. Prod.

Rio de Janeiro, RJ – Brasil

18 de maio de 2021

Avaliação da explosão da unidade de FCC da refinaria da ExxonMobil no Texas.

Leonardo Hashimoto Duarte Oliveira; Rafael Rodrigues Silva Ferreira. Rio de Janeiro: UFRJ/EQ, 2021.

(Projeto Final de Curso) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, 2021.

Orientadores: Carlos André Vaz Junior e Marina Heil de Assunção

AGRADECIMENTOS

Aos nossos pais, por todo suporte e amor incondicional, e por proporcionar as melhores condições para que pudéssemos atingir nossos objetivos durante todo este período.

Aos nossos orientadores, Carlos André Vaz Junior e Marina Heil de Assunção, por sempre se mostrarem presentes e disponíveis para sanar dúvidas e nos auxiliarem na elaboração deste trabalho.

A todos os nossos amigos que estiveram presentes durante o período da graduação, como Pedro, Ana, João, Amanda, Luiza, Henrique, Julia, Alana, Mariel, Matheus, Cristian, Beatriz, Gustavo, Rafael, Paula, Fabricio, Guilherme, Letícia, Pietro, Adrian, Rogério, Gabriel e Daniel, por todas as risadas, festas e todo o companheirismo ao longo deste período.

A todos os professores, pelos ensinamentos transmitidos ao longo dessa intensa jornada.

Ao orientador de iniciação científica Rodrigo Pires, que proporcionou uma chance de ter a primeira experiência profissional, trabalhando sempre em equipe com todos os outros membros do laboratório, e repassando seus conhecimentos.

A todos os outros familiares, pelo carinho e apoio para completarmos essa etapa de nossas vidas.

Ao Bruno e Gabriel, pela compreensão, companheirismo e amizade dentro e fora do ambiente de trabalho, fundamentais para ultrapassar esse período com mais leveza.

A Aline, Gabriela, Gabriel, Leila, Gisella, Suzana e Karen, por toda ajuda, compartilhamento de conhecimento, confiança e amizade, tanto dentro quanto fora do ambiente do trabalho. O carinho de vocês foi fundamental para superar os desafios encontrados.

Resumo do Projeto Final de Curso apresentado à Escola de Química como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Engenheiro Químico.

Avaliação da explosão da unidade de FCC da refinaria da ExxonMobil no Texas

Refinarias são unidades industriais nas quais ocorre o processo de refino do petróleo, possibilitando sua separação em produtos como GLP, nafta, querosene, gasolina, diesel e gasóleo. Uma das principais unidades é a de FCC (*fluid catalytic cracking*), responsável pelo craqueamento de hidrocarbonetos mais pesados em frações mais leves, como a gasolina, objetificando produtos de maior valor agregado. Devido ao rápido crescimento industrial das últimas décadas, tornou-se cada vez mais clara a importância de implementar sistemas de gerenciamento de segurança de processo mais eficazes e seguros. Neste contexto, foram surgindo órgãos e diretrizes referentes à segurança de processos, a fim de minimizar acidentes e maximizar a segurança dos trabalhadores. Uma metodologia bastante difundida é o *Risk Based Process Safety* (RBPS), um *guideline* de gerenciamento de segurança de processo criado pelo *Chemical Center of Process Studies* (CCPS). Este trabalho tem como objetivo analisar um acidente ocorrido na refinaria da empresa ExxonMobil, no Texas, no ano de 2015, a partir da óptica do modelo RBPS. Durante a avaliação, foram levantados 10 fatores contribuintes para que o acidente ocorresse. Foi observado que em todos esses fatores os elementos “Competência em segurança de processo” e “Identificação de perigos e análises de risco”, do modelo RBPS, foram violados. Dentre os pilares do modelo, “Aprenda com a experiência” foi o que menos apresentou desvios, tendo apenas o elemento “Investigação de acidentes” violado. Em contrapartida, o pilar “Comprometimento com a segurança de processos” é o mais aparece, tendo 60% dos seus elementos violados. Por fim, foi constatada a importância do desenvolvimento de uma cultura de segurança de processos em todas as equipes de trabalhadores, de forma que ela esteja alinhada com os procedimentos e normas vigentes na empresa, objetivando reduzir riscos e acidentes.

Leonardo Hashimoto Duarte Oliveira

Rafael Rodrigues Silva Ferreira

18 de maio de 2021

Orientadores: Prof. Carlos André Vaz Junior, D.Sc., EQ/UFRJ;

Marina Heil de Assunção, B. Eng. Prod.

Palavras-chave: 1. Acidente 2. Segurança 3. Processo 4. RBPS.

Sumário

ÍNDICE DE TABELAS	iii
1. Introdução	7
2. Modelo RBPS	12
2.1. Segurança de Processo	12
2.2. Descrição do modelo RBPS	18
2.2.1. Comprometimento com a segurança de processo	20
2.2.2. Compreender perigos e riscos	24
2.2.3. Gerenciar riscos	24
2.2.4. Aprenda com a experiência	29
3. Descrição do Processo	31
3.1. Histórico e objetivo do processo	31
3.1.1. Visão geral de uma unidade de FCC	32
3.2. Principais equipamentos da unidade de FCC	33
3.2.1. Reator catalítico e regenerador	33
3.2.2. Coluna de destilação	35
3.2.3. Equipamentos da seção de ar	36
3.2.4. Precipitador eletrostático (ESP)	37
3.3. Funcionamento em modo <i>safe park</i>	38
3.4. Histórico de acidentes da unidade	40
4. Descrição do Acidente	42
4.1. Localização da refinaria	42
4.2. Séries de eventos que levaram ao acidente	43
4.2.1. Vibração excessiva do expensor	43
4.2.2. Tentativa de reiniciar o expensor	45
4.2.3. Procedimentos de Isolamento	45
4.2.4. Tentativa de isolamento do expensor	47
4.2.5. Falha nas salvaguardas existentes no modo <i>safe park</i> e acidente	48
5. Fatores contribuintes que geraram o acidente pela perspectiva do RBPS	55
5.1. Análise dos fatores contribuintes	55
5.2. Resumo dos elementos do modelo RBPS que falharam neste evento	69
6. Conclusão	72
7. Referências	74

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Taxas de acidentes das indústrias de óleo e gás natural.	10
Figura 2: Taxas de acidentes em refinarias.	10
Figura 3: Categorização dos eventos de segurança de processo.	12
Figura 4: Eventos de segurança de processo por milhão de horas trabalhadas.	14
Figura 5: Porcentagem anual de eventos Tier 1 que geraram fatalidades, hospitalização ou afastamento do trabalho	15
Figura 6: Distribuição geográfica dos eventos de segurança de processo por milhão de horas trabalhadas.....	16
Figura 7: Porcentagem de eventos Tier 1 ocorridos nas unidades devido ao modo de operação	17
Figura 8: Pilares da metodologia RBPS e seus elementos associados.	20
Figura 9: Unidade de FCC da refinaria da ExxonMobil em Torrance, CA	33
Figura 10: Esquema do reator e regenerador da unidade de FCC.	34
Figura 11: Esquema do reator da unidade de FCC.	35
Figura 12: Coluna de destilação principal da unidade de FCC.	36
Figura 13: Fluxograma de tratamento do ar	37
Figura 14: Esquema de funcionamento de um precipitador eletrostático	38
Figura 15: Configuração de funcionamento da unidade de FCC em modo <i>safe park</i> . Equipamentos em amarelo continuam funcionando durante esse modo de operação	39
Figura 16: Foto de satélite da localização da antiga refinaria da ExxonMobil, em Torrance, CA.	42
Figura 17: Catalisador depositado nas lâminas do expansor. Foto tirada depois do acidente ..	44
Figura 18: Esquema de isolamento de equipamento demandando pelas normas de segurança da empresa para que o mesmo possa sofrer intervenção manual.....	46
Figura 19: Exemplo de pedaço de carretel de tubulação.....	46
Figura 20: Esquema de isolamento de equipamento através de bloqueio simples	46
Figura 21: Vapor escapando pela flange na tentativa de raqueteamento.	48
Figura 22: Esquema de vazamento do vapor na tentativa de raqueteamento da flange do expansor.....	48
Figura 23: Falha do isolamento pela SCSV	49
Figura 24: Exemplo de aparelho portátil para detecção de H ₂ S.....	51
Figura 25: Esquema de vazamento de nafta para a coluna principal	52
Figura 26: Furos no trocador de calor do sistema de <i>pumparound</i> que vazou nafta.....	52
Figura 27: Esquema do escoamento de hidrocarbonetos em direção ao ESP.....	54
Figura 28: Localização dos sensores de nível do catalisador no reator	60
Figura 29: Nível de catalisador no reator para os eventos de 2012 e 2015.....	61
Figura 30: Localização dos medidores de pressão da unidade de FCC.	62
Figura 31: Valores de pressões do sistema de FCC para os eventos do ano de 2012 e 2015.....	63

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1: Pilares da metodologia RBPS e suas traduções	18
Tabela 2: Elementos da metodologia RBPS e suas traduções.....	18
Tabela 3: Elementos do RBPS que foram violados por cada fator contribuinte	69

1. Introdução

Devido ao forte crescimento industrial nas últimas décadas, foi se tornando cada vez mais necessário que as empresas empreguem medidas para reduzir o número de acidentes industriais. Nesse contexto, foram surgindo órgãos e diretrizes, tanto nacionais quanto internacionais, que tem como função auxiliar as empresas a adotarem as medidas mais seguras possíveis para seus processos. Podemos citar, dentre esses órgão e documentos, o Regulamento Técnico do Sistema de Gestão de Segurança Operacional das Instalações Marítimas de Perfuração e Produção de Petróleo e Gás Natural, RT SGSO, elaborado pela ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis), o PSM (*Process Safety Management*), elaborado pela OSHA (*Occupational Safety and Health Administration*), as Normas Regulamentadoras (NR), pertencentes ao ministério da economia, dentre outros.

Apesar do surgimento de normas, padrões e sistemas de gestão de segurança terem ajudado vastamente na redução dos riscos e acidentes, em muitas instituições esses processos de implementação de medidas de segurança parecem ter se estagnado (CCPS, 2007). Em inúmeros casos as investigações dos acidentes demonstram que a não conformidade com os sistemas de gestão de segurança é o principal colaborador para que o acidente tenha ocorrido (CCPS, 2007). Além disso, fica clara, durante as auditorias, a relação entre os acidentes ocorridos e erros crônicos cometidos pelas empresas, de forma que os problemas não são, na maioria dos casos, totalmente corrigidos. É nesse contexto que surge o RBPS (*Risk Based Process Safety*) (CCPS,2007) que é um *guideline* de gerenciamento de segurança de processo criado pelo *Chemical Center of Process Studies* (CCPS). Ademais, fica clara a importância de um de seus pilares principais, intitulado de “aprendendo com os erros”, visto que muitos acidentes, conforme mencionado, tem recorrência devido a erros crônicos cujas causas não foram tratadas de forma exemplar.

Um ponto de extrema importância para a diminuição dos casos de acidentes tem a ver com a cultura empresarial acerca da segurança de processos. Ela pode ser vista como as políticas gerais e metas estabelecidas por uma organização em relação à segurança geral de sua instalação ou ambiente. Algumas características importantes para uma boa cultura de segurança dentro de uma empresa são: Comprometimento; Comunicação; Resiliência; Flexibilidade e Vigilância (OLIVE, 2006).

Não somente as empresas são responsáveis por pensar em estratégias de desenvolvimento acerca de sua cultura interna de segurança, como também diversos dispositivos legais são previstos por governos ao redor do mundo, a fim de que normas e padrões sejam estabelecidos e respeitados. No Brasil, a Consolidação das Leis Trabalhistas (CLT) prevê normas regulamentadoras (NR) que garantem que o ambiente de trabalho seja seguro (SENADO FEDERAL, 2017). Dessa forma, é necessário que os padrões internos estabelecidos pelas companhias assegurem medidas que promovam a integridade física e mental de seus trabalhadores, garantindo um ambiente seguro. Essas ações devem, portanto, ser incorporadas na cultura de segurança de processos das empresas que operam em território nacional.

No presente trabalho é realizada uma análise acerca de um acidente industrial que ocorreu em uma unidade de FCC (*fluid catalytic cracking*) em uma refinaria da empresa ExxonMobil, no Texas, no ano de 2015. Essa análise é conduzida sobre a óptica da metodologia RBPS (CCPS, 2007).

O acidente em questão foi escolhido devido a sua presença na indústria petroquímica, área de interesse de ambos os alunos. Além disso, sua compreensão demanda entendimento de conceitos vistos ao longo das matérias da graduação, como o funcionamento de alguns equipamentos industriais além de alguns conceitos de segurança de processo. Seu relatório oficial foi disponibilizado pelo CSB (*U.S. Chemical Safety and Hazard Investigation Board*) (CSB, 2017). A consequência principal desse evento foi ter deixado quatro funcionários terceirizados feridos, porém sem risco de vida.

A maioria dos conceitos será introduzida ao longo dos demais capítulos, conforme forem sendo mencionados. Todavia, para um melhor entendimento do trabalho é importante já definir alguns conceitos básicos de segurança.

- **Perigo**

O perigo é uma característica intrínseca a uma substância ou a um processo que faz com que ele possa causar algum tipo de dano a pessoas, meio ambiente ou a empresa. (Fischer, 2002). Um exemplo de um perigo na indústria química são seus produtos, como a gasolina. Todo perigo é, nesse contexto, uma fonte de riscos.

- **Risco**

O risco de uma determinada atividade pode ser entendido como o potencial de ocorrência de consequências indesejadas decorrentes da realização de uma atividade. Ele é uma combinação de frequência e consequência (Fischer, 2002). Um exemplo de risco, na indústria química, por exemplo, são incêndios. Esses riscos derivam de perigos. Neste exemplo, o risco de incêndio pode derivar do perigo “gasolina”, visto que este produto é inflamável.

- **Acidente de trabalho**

Segundo o artigo 19 da Lei n. 8.213/1991, acidente de trabalho é tudo que ocorre por meio do exercício de afazeres quando em período de trabalho pela empresa, tendo como possíveis consequências alguma alteração funcional ou danos corporais que possam causar morte ou perda / redução da capacidade produtiva do empregado (JUSBRASIL, 1991). Além disso, é obrigatório que estes acidentes sejam comunicados à Previdência Social, sendo esse informe feito preferencialmente pela empresa, ainda que possa ser feito por outra pessoa.

Ademais, note de acordo com a Figura 1 e Figura 2 que apesar da taxa de lesões ocorridas por meio de acidentes vir decaindo nas indústrias de óleo e gás natural, essa taxa nas refinarias decai de forma menos acelerada, tendo se mantido relativamente constante nos dois últimos anos.

Nesse contexto, é de extrema importância que as empresas continuem a otimizar seus sistemas de gestão de segurança, de forma a poder diminuir continuamente o número de acidentes que ocorrem em suas instalações.

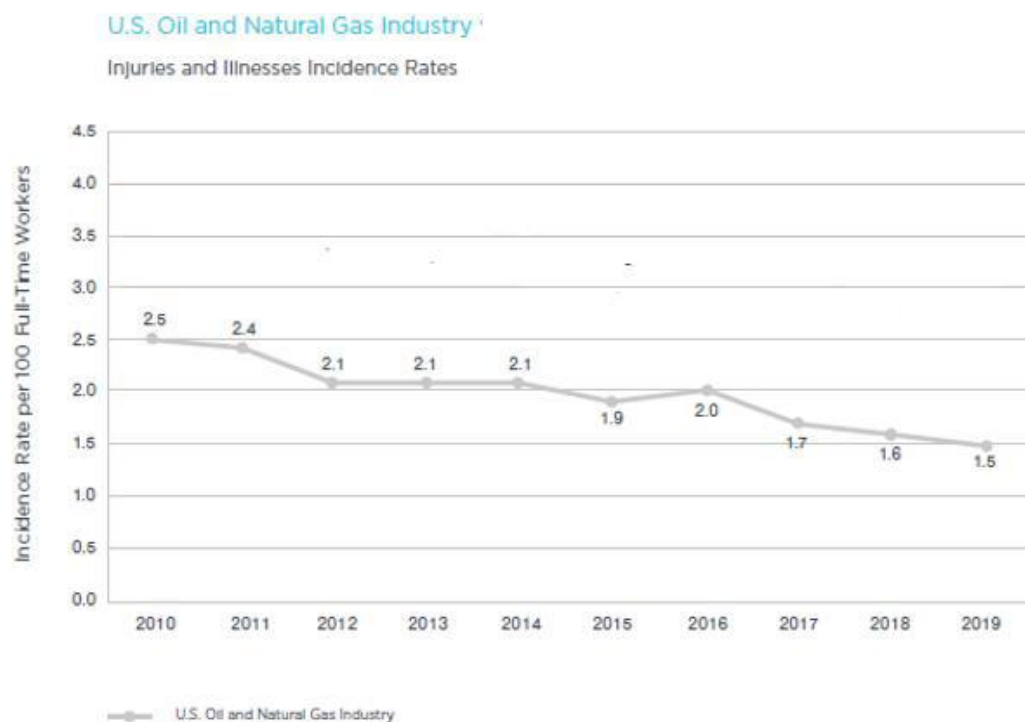


Figura 1: Taxas de acidentes das indústrias de óleo e gás natural. Fonte: API, 2020

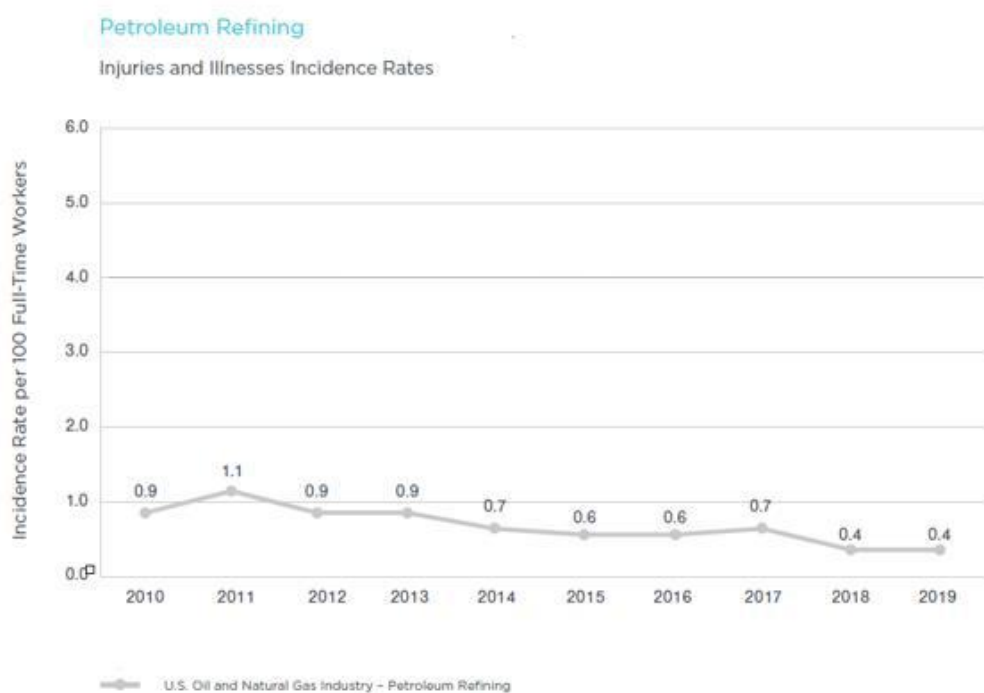


Figura 2: Taxas de acidentes em refinarias. Fonte: API, 2020

O estudo está dividido de forma que primeiro é feita uma introdução do assunto, seguida de uma revisão bibliográfica acerca do tema, onde o modelo RBPS é apresentado. Na sequência, é realizada uma descrição do processo de FCC, contendo seu histórico, sua principal função e seus equipamentos, seguida de uma resenha acerca do acidente, explicando cronologicamente a ordem de eventos que desencadeou no evento. Depois, é realizada uma análise acerca dos desvios cometidos pela empresa em função da metodologia do RBPS, explicando quais pilares da metodologia não foram respeitados. Por fim, é realizada uma conclusão do trabalho.

2. Modelo RBPS

2.1.Segurança de Processo

A fim de um melhor entendimento do trabalho, é interessante compreender como os eventos de segurança de processo ocorrem ao longo do tempo. Isso é importante a fim de verificar se as metodologias usadas para tratar e prevenir que esses acidentes possam acontecer estão sendo efetivas.

Os eventos de segurança de processo podem ser classificados em 4 categorias, conforme mostrado na Figura 3. Esses critérios foram estabelecidos pela norma API RP 754 (CCPS, 2019). Eventos classificados como Tier 1 são derivados de uma grande liberação não planejada ou sem controle de algum material ou energia, apresentando alta e grave consequência, podendo gerar como causa danos a pessoas, comunidades, equipamentos etc. Eles são os piores eventos que podem ocorrer em uma indústria. Uma explosão resultando em mortes é um exemplo de um evento Tier 1. Eventos Tier 2 também são derivados de liberações não controladas de algum material perigoso ou energia, porém com uma menor consequência do que os eventos Tier 1. Eles também servem como indicações de que um evento de magnitude Tier 1 pode se desencadear no futuro. Por outro lado, os eventos Tier 3 representam um desafio ao sistema de segurança, indicando uma oportunidade para identificar e corrigir seus pontos fracos. Um desvio dos limites de segurança operacional é um exemplo deste tipo de evento. Por fim, os eventos Tier 4 representam a disciplina operacional e o desempenho do sistema de gestão de segurança, demonstrando o desempenho de componentes individuais do sistema de barreira (API, 2010).

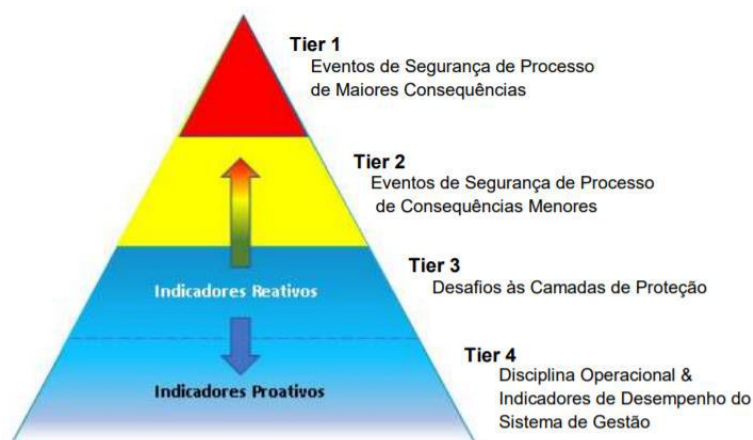


Figura 3: Categorização dos eventos de segurança de processo. Fonte: CCPS, 2019

Para entender melhor a importância da segurança de processo, é interessante que se discuta o número de eventos ocorridos na indústria. A Organização Internacional de Produtores de Óleo e Gás - IOGP (*International association of Oil and Gas Producers*) é um agente que reúne dados de eventos de segurança de processos – PSE (*Process Safety Events*), visando operações mais responsáveis, seguras e sustentáveis, reunindo dados de 47 empresas parceiras. A maior parte dos grandes *players* da indústria divulga seus dados para essa instituição. Podemos citar como grandes exemplos a Petrobras, BP (British Petroleum), Chevron, Equinor, Total e a própria ExxonMobil, empresa responsável pela refinaria na qual houve o acidente tratado neste trabalho. Além disso, como a maioria dessas empresas são internacionais, podemos também verificar a regionalidade dos eventos de segurança de processo que ocorreram nas mesmas. É importante dizer que as informações divulgadas pela IOGP são dados voluntários que empresas parceiras dessa instituição divulgam voluntariamente para a mesma. Eles, porém, apesar de não representarem a totalidade da indústria, correspondem a 40% da mesma, o que já serve como um bom indicador para se avaliar o desempenho de segurança interno das empresas.

Para avaliar esse desempenho, o órgão normaliza o número de eventos de processo, dividindo o mesmo pelo número de horas trabalhadas pelos empregados (em milhões). Dessa forma, é possível obter uma taxa de eventos de segurança de processos, que é usada para comparação.

De acordo com a Figura 4, é possível notar que ambas as taxas para eventos Tier 1 e 2 vem se mantendo estáveis ao longo dos anos, principalmente nos mais recentes, o que evidencia uma certa constância em relação à segurança de processos. Note que apesar do valor de 0,14 parecer baixo ele está dividido pela hora trabalhada pelos empregados, o que pode ser significativo para uma empresa com muitos funcionários.

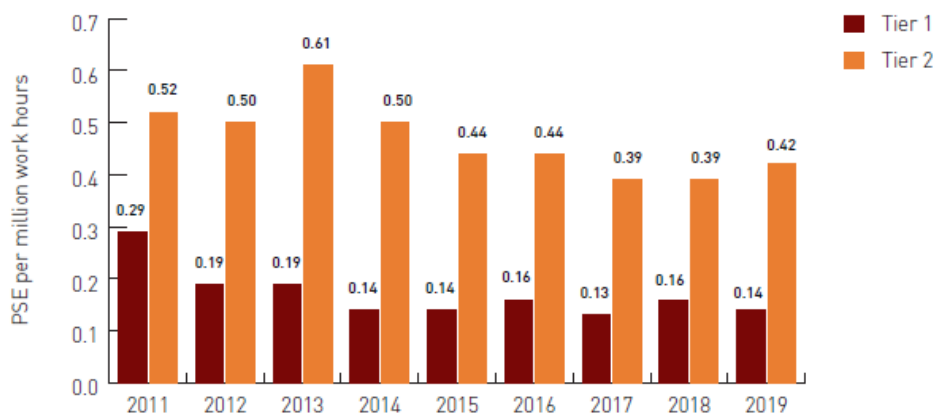


Figura 4: Eventos de segurança de processo por milhão de horas trabalhadas. Fonte: IOGP, 2019.

Ademais, conforme demonstrado na Figura 5, apesar da estabilidade desse indicador nos últimos anos, suas consequências têm variado. A primeira coluna da imagem expressa a porcentagem de eventos de segurança de processo que levaram a alguma fatalidade ou ao afastamento de algum dia no trabalho (LWDC – *Lost Work Day Case*). A segunda expressa a porcentagem dos eventos que levou à hospitalização ou fatalidade de algum terceirizado, enquanto a última reflete apenas as fatalidades. Nota-se que a severidade desses eventos tem diminuído, visto a menor taxa de fatalidades totais (terceira coluna), que variou de 2,6% em 2016 para 0,4% em 2019. Além disso, percebe-se que uma menor porcentagem de acidentes gerou algum dano a pessoa como fatalidade ou afastamento (primeira coluna). Note que esse percentual era em torno de 9% nos anos de 2015 a 2017, tendo diminuído consideravelmente nos anos de 2018 e 2019, para um percentual médio de 3,7%. Essa redução de aproximadamente 5 pontos percentuais não deve ser atrelada diretamente a redução de fatalidades ou afastamentos sozinhos. Conforme demonstrado na terceira coluna, o número de fatalidades de fato diminuiu, porém também deve ter ocorrido uma diminuição do afastamento de empregados para que a primeira coluna possa ter apresentado essa redução tão expressiva.

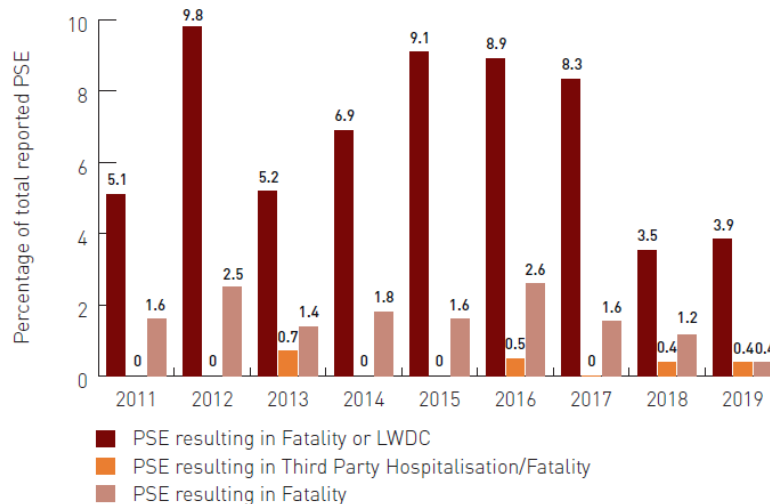


Figura 5: Porcentagem anual de eventos Tier 1 que geraram fatalidades, hospitalização ou afastamento do trabalho. Fonte: IOGP, 2019.

Também é bastante interessante notar a variabilidade desse indicador a depender da localização geográfica da planta industrial. De acordo com a Figura 6, A Rússia/Ásia Central e a América do Norte apresentam os piores valores em termos de eventos de segurança de processo Tier 1. Note, também, que a África vem diminuindo significativamente seu indicador ao longo dos anos, enquanto outras regiões têm se mantido relativamente constantes. A taxa média do continente norte americano no ano de 2019 foi de 0,39, mais que o dobro da taxa média deste ano, que foi de 0,14. Se pegarmos o valor da Figura 4, por exemplo, e compararmos com o valor na América do Norte, vemos que esse indicador praticamente triplica.

Todavia, além do fato de que apenas 40% das empresas dessa indústria reportam esses valores, eles podem não estar representando a realidade de uma região, ou seja, o reporte das empresas em relação aos eventos de segurança de processo pode não ser feito de forma uniforme. Note, por exemplo, que os valores do continente Norte Americano são, normalmente, os mais altos dentre todas as regiões. Uma das possíveis explicações para isso pode ser o fato de que o API é um instituto americano, e como ele que estabelece esses critérios de TIER, torna-se mais provável que empresas de pequeno / médio porte do continente Americano reportem esses acidentes, o que faria com que esse indicador fosse maior frente outros continentes onde só os grandes *players* reportam os valores, como é o caso da América do Sul.

Ademais, como os dados são enviados de forma voluntária, pode ser que haja empresas que não enviem todos os dados, ou que não enviem os dados mais críticos (Tier

1 e 2), de forma que isso também pode ajudar a mascarar algumas tendências. Não obstante, também se nota um grande aumento nessas taxas na Ásia Central nos dois últimos anos. Isso pode ser decorrência de um maior entendimento da importância desses relatos por parte dos países presentes nessa região, assim como a um maior número de registros de acidentes. A divergência entre os continentes também pode significar diferentes culturas de segurança de processo entre as regiões.

Durante os últimos anos, o continente vem tendo um rápido crescimento industrial, como é o caso dos tigres asiáticos. Acoplado a isso, essa zona tem tido um maior alinhamento em termos de segurança de processos, passando a reportar um maior número de dados nos últimos anos. (Tong, 2020). Nesse contexto, esse súbito aumento reportado pode estar atrelado a esses fatores. Por sim, a avaliação geográfica se mostra, portanto, bastante importante, ainda que deva ser feita com um pouco de cuidado.

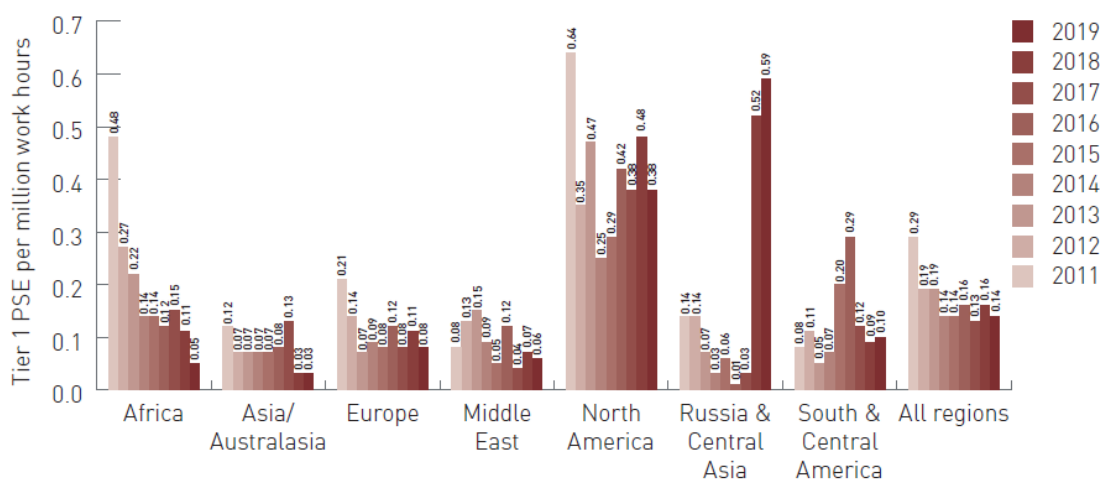


Figura 6: Distribuição geográfica dos eventos de segurança de processo por milhão de horas trabalhadas. Fonte: IOGP, 2019.

Por fim, podemos avaliar também o percentual de eventos Tier 1 que ocorre em cada modo de operação das unidades, mostrado na Figura 7. Note que a planta operando em condições normais de operação representa 52% dos eventos de segurança de processo. Isso demonstra que quase a metade dos eventos ocorre quando ela se encontra em condições consideradas como não normais. Isso engloba partidas, paradas, operações em *stand by* ou em algum outro modo de operação que não seja o normal da unidade.

Uma planta industrial é projetada para trabalhar durante a maior parte do tempo em suas condições normais de operação, visando diminuir o número de paradas/operações em *stand by* com o objetivo de maximizar a produção e, portanto, o lucro. Isso quer dizer

que o número de horas que ela opera em suas condições normais é muito maior do que o número de horas que ela opera fora de suas condições normais. Dessa forma, como quase metade dos eventos ocorreram durante esses momentos, conclui-se que um evento de segurança de processo Tier 1 ocorre mais frequentemente com a unidade operando em um modo de operação sem ser o normal. Isso pode ser resultado de um desconhecimento dos funcionários em como operar corretamente as unidades durante esses modos, ou até mesmo estar atrelado a um possível maior risco operacional derivado da operação das unidades fora do modo normal. Além disso, durante esses momentos a planta pode estar passando por algum transiente, o que faz com que a dinâmica do processo seja diferente, além de não serem trabalhos de rotinas, o que também pode aumentar a frequência de erro humano. Também existe a possibilidade destes acidentes terem ocorrido, por exemplo, durante uma parada da unidade, quando há uma maior presença de pessoas no sítio industrial. Atrelado a isso, também se tem o fato de que durante esta última situação, há a presença de funcionários de diversas empresas diferentes, com uma pluralidade de cultura de segurança de processos. Nesse contexto, é evidente a importância de treinamentos e sistemas de gestão de segurança que garantam que todos os funcionários /terceiros e visitantes estejam treinados e aptos a tomar decisões quando as unidades industriais operam fora das condições normais de operação.

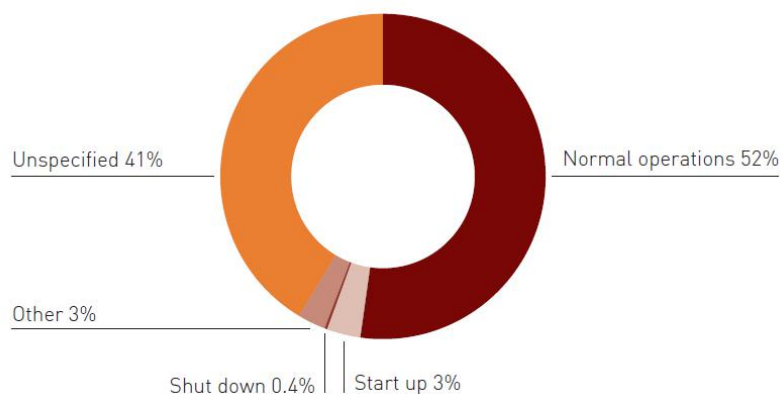


Figura 7: Porcentagem de eventos Tier 1 ocorridos nas unidades devido ao modo de operação. Fonte: IOGP, 2019.

2.2. Descrição do modelo RBPS

O *Risk Based Process Safety* (RBPS) é um *guideline* de gerenciamento de segurança de processo criado pelo *Chemical Center of Process Studies* (CCPS). Seu objetivo principal é o de ajudar organizações a projetar e implementar sistemas de gerenciamento de segurança de processo mais eficazes.

Para entender melhor a necessidade desse *guideline*, é preciso entender o conceito de segurança de processo. Esse termo remete a acidentes causados devido a desvios operacionais de equipamentos como vasos, torres, reatores, válvulas, bombas, tubulações etc. Nesses desvios, ocorrem vazamentos, rupturas ou qualquer outro desvio operacional que tenha capacidade de liberar componentes perigosos que possam vir a ocasionar explosões, incêndios, intoxicações dentre outros efeitos.

A metodologia RBPS é fundamentada em cima de 4 pilares distintos, que podem ser vistos na Tabela 1 junto de suas respectivas traduções. Cada um desses pilares apresenta um determinado número de elementos distintos. O modelo tem ao todo 20 elementos e a correlações deles com seus pilares está representada na Tabela 2. A Figura 8 esquematiza os pilares da metodologia RBPS e seus elementos associados. A tradução desses pilares e elementos se encontram na tabela abaixo. Uma descrição dos pilares e seus elementos também está apresentada abaixo.

Tabela 1: Pilares da metodologia RBPS e suas traduções

	Pilar	Tradução
1	Commit to process safety	Comprometimento com a segurança de processo
2	Understand hazard and risk	Compreender perigos e riscos
3	Manage risk	Gerenciar riscos
4	Learn from experience	Aprenda com a experiência

Tabela 2: Elementos da metodologia RBPS e suas traduções

	Pilar	Elemento	Tradução
1	1	Process safety culture	Cultura de segurança de processos
2		Compliance with standards	Conformidade com padrões e normas
3		Process safety competence	Competência em segurança de processo
4		Workforce involvement	Envolvimento da força de trabalho

	Pilar	Elemento	Tradução
5		Stakeholder outreach	Envolvimento das partes interessadas
6	2	Process knowledge management	Gestão do conhecimento do processo
7		Hazard identification and risk analysis (HIRA)	Identificação de perigos e análises de risco
8	3	Operating procedures	Procedimentos operacionais
9		Safe work practices	Práticas de trabalho seguro
10		Asset integrity and reliability	Integridade de ativos e confiabilidade
11		Contractor management	Gestão de contratados
12		Training and performance assurance	Treinamento e garantia de desempenho
13		Management of change	Gerenciamento de mudanças
14		Operational readiness	Prontidão operacional
15		Conduct of operations	Conduta de operações
16		Emergency management	Gerenciamento de emergência
17	4	Incident investigation	Investigação de acidentes
18		Measurement and metrics	Indicadores de monitoramento
19		Auditing	Auditorias
20		Management review and continuous improvement	Avaliação da gestão e melhoria contínua

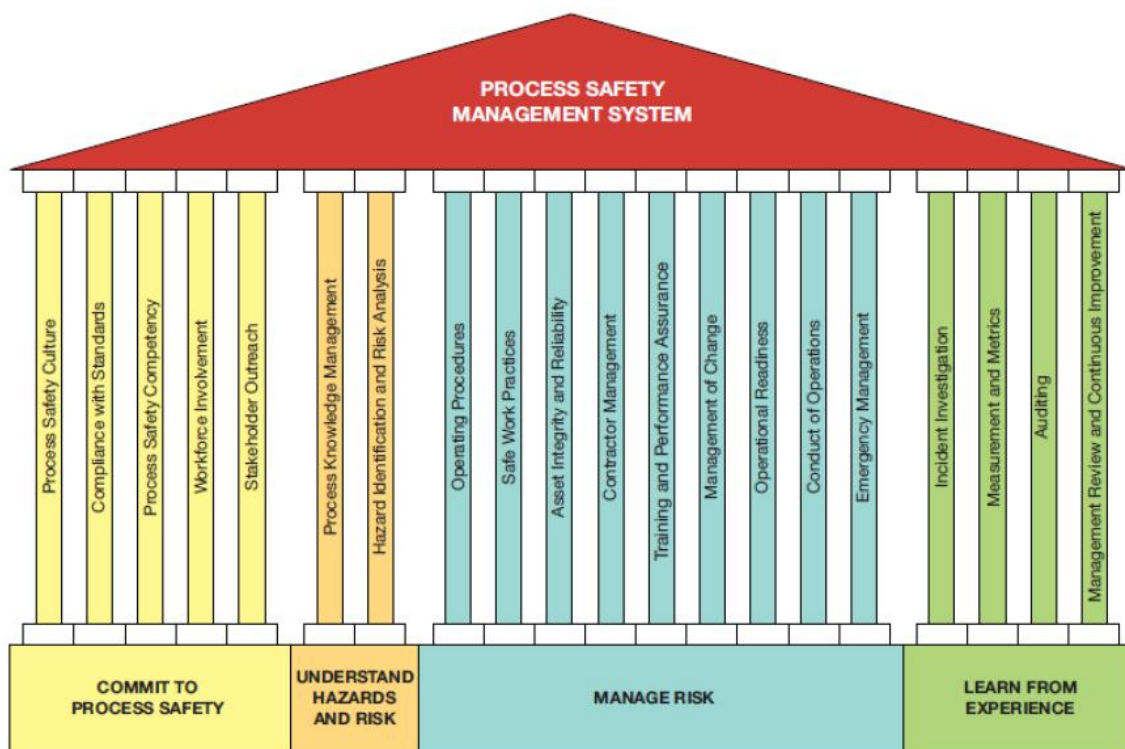


Figura 8: Pilares da metodologia RBPS e seus elementos associados. Fonte: CCPS, 2014)

2.2.1. Comprometimento com a segurança de processo

2.2.1.1 Cultura de segurança de processos

O primeiro dos cinco elementos do pilar de compromisso com a segurança de processo é definido como “a combinação de valores e comportamentos do grupo que determinam a maneira pela qual a segurança do processo é gerenciada” (CCPS, 2014). Isso pode ser entendido, de uma forma mais simplória, como a maneira através da qual os profissionais da empresa exercem suas funções “quando ninguém está olhando”.

Os famosos acidentes de Bhopal e de Chernobyl, que ocorreram, respectivamente, em 1984 e 1986, apresentaram graves impactos a curto e longo prazo para a comunidade (BALAN, 2019). Altas taxas de câncer e deformidades na população diretamente afetada e índices de poluição incalculáveis estão entre as principais consequências desses acidentes. A partir desses eventos, “cultura de processos” foi um tema que começou a surgir e ser trabalhado, com o objetivo de reduzir os riscos inerentes aos processos e atividades industriais.

Esse então é um dos elementos mais importantes, uma vez que ele determina a maneira que os indivíduos vão agir e gerenciar suas ações. Além disso, é de

responsabilidade de todos os empregados agir de acordo com a cultura de segurança de processos da empresa, além de instruir qualquer colega de trabalho que não esteja em conformidade com essa cultura. Por fim, é dever da liderança empresarial estar sempre buscando identificar qualquer desvio da cultura de segurança de processos interna na empresa, buscando sempre reeducar os funcionários que apresentem qualquer desvio de conduta.

O *guideline* do CCPS determina que durante qualquer desenvolvimento, avaliação ou melhora no procedimento de gerenciamento de cultura de segurança de processos de uma empresa há de ser abordado três princípios chaves, sendo eles:

- 1) Manter uma prática confiável (CCPS, 2014)
- 2) Desenvolver e implementar uma cultura sólida (CCPS, 2014)
- 3) Monitorar e guiar a cultura estabelecida (CCPS, 2014)

O primeiro foca mais em uma constância da cultura implementada. Isso quer dizer que ações como estabelecer e reforçar altos padrões de performance e ter uma liderança forte e presente, que atue em desvios de conduta em relação a essa cultura, são essenciais para garantir que as atividades realizadas internamente cumpram com seu papel de segurança.

O segundo tem uma vertente mais relacionada com atitudes e comportamentos organizacionais. Nele, podemos citar que é importante capacitar os funcionários, garantir que os canais de comunicação entre as pessoas estejam sempre claros e abertos, promover a confiança nos funcionários e proporcionar um ambiente de aprendizagem, no qual questionamentos sejam bem vistos. Isso é de extrema importância visto que um ambiente que seja acolhedor a dúvidas gera uma maior troca de informações e, portanto, de conhecimento, o que pode evitar acidentes.

O terceiro cita apenas que é necessário ter uma forma de monitoramento das ações dos empregados, de forma a verificar se elas seguem os padrões de cultura de segurança. Muitas empresas do ramo petroquímico, por exemplo, já atuam a partir da implementação de programas em campo que permitem o supervisionamento de ações, onde uma alta conformidade com a cultura empresarial resulta em um reconhecimento do empregado frente aos colegas de trabalho.

2.2.1.2 Conformidade com padrões e normas

Padrões e normas de segurança são diretrizes que auxiliam a regular os requisitos e procedimentos relativos à garantia de um trabalho seguro, prevenindo a ocorrência de doenças e/ou acidentes durante o trabalho. Elas podem ser tanto nacionais, como as Normas Regulamentadoras e a ABNT, quanto internacionais, como os padrões API e ISO. Essas normas apresentam requisitos mandatórios, os quais as empresas devem seguir, além de requisitos voluntários, os quais cada empresa pode optar ou não por seguir.

Estar em conformidade com esses padrões e normas ajuda a empresa a operar de forma segura, implementar de forma assídua práticas de segurança de processo, além de minimizar a responsabilidade legal da mesma, o que evita a ocorrência de multas e sanções por inconformidade. É de extrema importância, então, que a empresa aja de acordo com essas normas, a fim de conduzir seus trabalhos da forma mais segura possível, diminuindo os riscos de acidentes nos locais de trabalho e estando sempre seguindo os requisitos legais impostos tanto por órgãos nacionais quanto internacionais.

2.2.1.3 Competência em segurança de processo

Este elemento tem o objetivo de que os profissionais da empresa detenham o conhecimento necessário para tomada de decisões que, de preferência, não coloquem em risco nenhum integrante da empresa ou qualquer pessoa externa a ela.

Segundo o RBPS (CCPS, 2014), o desenvolvimento e a manutenção das competências em segurança de processos estão relacionados a três ações principais, sendo elas:

- 1) Melhoria contínua do conhecimento e da competência.
- 2) Assegurar que as informações apropriadas estejam disponíveis a todas as pessoas que precisarem delas.
- 3) Aplicar consistentemente o que foi aprendido.

Assim, é de suma importância que todos os funcionários da empresa estejam cientes acerca de todos os riscos inerentes ao processo conduzido pela companhia. Isso também significa estar apto a tomar decisões de quando, como e onde agir, caso alguma interferência seja demandada, além da necessidade de terem o conhecimento das possíveis consequências que suas ações podem gerar.

Uma reflexão que está diretamente relacionada ao elemento em questão é: “Como a organização se comporta quando ninguém está olhando?” (BALAN, 2019). O comprometimento das lideranças, equipes, e o incentivo para uma eficiente e competente execução e planejamento das atividades de trabalho podem levar a um bom direcionamento a empresa acerca desse tema.

2.2.1.4 Envolvimento da força de trabalho

Esse elemento tem como objetivo fazer com que os empregados da empresa ajam sempre de forma ativa, em todos os níveis da organização, de forma a maximizar os níveis de segurança da empresa através do envolvimento por meio de equipes multidisciplinares.

De acordo com o CCPS (2014): *“Algumas organizações não utilizam seus funcionários com toda a eficiência que eles possuem ou, até mesmo, desencorajam os funcionários que tentam contribuir de uma forma considerada como não convencional.”*

Nesse contexto, o envolvimento da força de trabalho se torna um fator chave para a empresa visto que permite uma maior difusão de conhecimento entre equipes com funções diferentes, garantindo de forma mais acurada a segurança das operações da organização.

2.2.1.5 Envolvimentos das partes interessadas

Esse elemento reforça a importância de que toda informação que seja útil acerca da segurança de processos da empresa deve estar disponível para as organizações interessadas.

Além disso, é importante que também haja o compartilhamento de informações e de lições aprendidas com empresas do mesmo setor, além de comunidades vizinhas à empresa, visto que estas podem estar sendo afetadas pelas ações da empresa.

Dessa forma, esse elemento permite um melhor conhecimento dos riscos empresariais inerentes às atividades da empresa a todos os seus interessados. Isso também diminui possíveis atritos entre comunidades localizadas perto da empresa, visto que essas passam a ter conhecimento dos riscos e consequências das ações empresariais para com elas.

2.2.2. Compreender perigos e riscos

2.2.2.1 Gestão do conhecimento de processo

A gestão do conhecimento de processo remete a toda a forma de registrar informações importantes acerca do processo da empresa, de forma com que ela esteja sempre acessível de forma simples e eficaz. Isso inclui documentos técnicos, especificações de unidades industriais, cálculos e desenhos de engenharia, estudos de segurança como o Estudo de Perigo e Operabilidade (HAZOP), folha de dados de equipamentos e instrumentos etc.

É imprescindível, também, que toda a documentação esteja sempre de acordo com os padrões, sejam eles empresariais ou de acordo com a regulação de algum órgão, além de sempre atualizados.

2.2.2.2 Identificação de perigos e análises de risco

Este elemento é de extrema importância visto que é através dele que identificamos e mensuramos os riscos de uma empresa. Isso é importante para que se mantenha em controle todo e qualquer risco aos funcionários, empresa, comunidades vizinhas, e ao meio ambiente que a empresa possa gerar. Esse controle tem que estar de acordo, ainda, com normas e padrões de segurança.

Essa identificação dos perigos pode ser feita através de estudos qualitativos como Estudo de Perigo e Operabilidade (HAZOP), Estudo de Identificação de Perigo (HAZID) ou uma Análise Preliminar de Perigos (APP). Podemos citar também alguns outros importantes estudos, que apesar de não identificarem riscos, verificam se os de maior risco estão coerentes com frequência estipulada. Alguns deles são o Estudo de Camadas de Proteção (LOPA), que é semi-quantitativo, e a Análise Quantitativa de Riscos (AQR), que é quantitativa.

2.2.3. Gerenciar riscos

2.2.3.1 Procedimentos operacionais

Este elemento tem como objetivo principal garantir a existência de procedimentos operacionais acerca de todos os modos de funcionamento das unidades da empresa (sejam eles rotineiros ou não). Além disso, também é necessário assegurar que eles sejam realizados nos momentos corretos, e de que eles sejam conduzidos de forma exemplar.

Estes procedimentos normalmente são listados com os passo a passos que devem ser seguidos para que uma determinada tarefa possa ser realizada em conformidade com as normas de segurança da empresa. Além disso, frequentemente essas metodologias vêm anexadas aos perigos e riscos inerentes a manobra que será realizada.

Assim, a existência desses procedimentos, quando atualizados e performados de maneira correta, garante aos empregados agirem de acordo com a cultura empresarial, garantindo uma minimização dos riscos inerentes à manobra que será realizada.

2.2.3.2 Práticas de trabalho seguro

Este elemento foca na redução do risco de atividades como manutenção e práticas de trabalho não rotineiras, sendo esse objetivo atingido por meio de boas práticas quando esses trabalhos são realizados.

Como exemplo, podemos citar o isolamento de um equipamento para manutenção, que deve seguir um procedimento específico para garantir a segurança integral de todos os envolvidos. Isso é um exemplo de LOTO (*lockout tagout*), que é um procedimento de segurança usado na indústria para garantir que equipamentos perigosos e máquinas que sejam fonte de energia estejam propriamente desligados e não sejam inicializados de forma inesperada enquanto sua manutenção estiver em curso. Isso permite com que o risco à vida dos trabalhadores que executam os trabalhos nestes equipamentos seja reduzido.

Com relação ao elemento em questão, pode-se também traçar um paralelo com a análise desenvolvida na seção 2.1 a partir da Figura 7. Conforme falado, é possível notar que 48% dos eventos de Tier 1 ocorrem em condições não rotineiras de operação. Esse fato explicita que os desvios operacionais e acidentes ocorrem de forma muito acentuada nesses momentos, que fogem das condições normais de operação, uma vez que apesar do tempo de operação nas condições rotineiras serem predominantes, a incidência de acidentes em condições não normais corresponde a praticamente à metade do valor total. Esse fato pode ser entendido a partir de uma análise acerca do elemento do modelo RBPS que está sendo abordado, pois em muitos casos, há uma ausência e/ou má elaboração de procedimentos de segurança e de boas práticas de trabalho para situações nas quais a planta não está operando em condições normais, elevando então os riscos e aumentando a frequência de acidentes nesse contexto.

2.2.3.3 Integridade de ativos e confiabilidade

É importante que os equipamentos sejam adequadamente projetados e instalados de acordo com as especificações demandadas, além de também terem suas manutenções realizadas conforme frequência necessária.

Isso é importante para que eles possam garantir uma performance segura até o momento em que forem retirados de operação ou demandados a entrar em operação, dependendo do tipo de equipamento. Este elemento se torna ainda mais crítico em equipamentos que possam sofrer algum processo de desgaste ao longo de seu tempo de vida, podendo resultar em liberação de substâncias perigosas com o potencial de danos catastróficos. No que tange à questão de equipamentos de segurança de processo, é importante que estes estejam sempre íntegros, pois apesar de não serem equipamentos utilizados com uma alta frequência, eles precisam estar funcionando quando sua utilização for demandada. Válvulas de alívio, alarmes e sistemas de intertravamento são exemplos disso.

A falta de *compliance* com este elemento é extremamente prejudicial para uma instalação industrial, podendo gerar acidentes bastante graves. Um exemplo disso é o acidente que ocorreu em uma refinaria da BP, no Texas, em 2005. Neste evento, um sensor de nível alto falhou em uma torre de separação de HC's. Isso resultou, junto de outros eventos, no envio de HC's líquidos para o sistema de alívio, onde outro sensor de nível também falhou, resultando em um escape de HC's através da chaminé desse sistema (CSB, 2020).

2.2.3.4 Gestão de contratados

Esse elemento pode ser definido como um sistema de controle com objetivo de garantir que os serviços contratados possam dar suporte para as operações das instalações de forma segura e, ao mesmo tempo, apoiem os objetivos de desempenho da companhia e seus funcionários. Em outras palavras, “este elemento trata da seleção, aquisição, uso e monitoramento dos serviços contratados”, (CCPS, 2014).

A implementação desse tipo de controle é fundamental para que serviços que venham a ser contratados por uma empresa não aumentem os riscos operacionais da instalação. Muitas atividades industriais podem ser consideradas perigosas e a falta de familiaridade de alguns prestadores de serviços contratados com esse fato pode acarretar em problemas.

Medidas que podem fortalecer esse elemento são práticas constantes de monitoramento e acompanhamento das atividades da contratada com o objetivo de alinhar responsabilidades, expectativas e funções. Além disso, garantir que o contrato estabelecido com os contratados seja claro, além de exigir reconhecimento da empresa prestadora de serviços, também é uma medida que fortalece esse elemento.

2.2.3.5 Treinamento e garantia de desempenho

Esse elemento tem a finalidade de garantir que os trabalhadores consigam exercer suas funções atendendo aos padrões de desempenho que suas atividades exigem, mostrando que compreenderam os treinamentos recebidos e podem aplicá-los em situações práticas.

Os treinamentos são requisitos fundamentais que contam com instruções sobre suas obrigações, métodos de trabalho e tarefas a serem seguidas, tendo como objetivo fazer com que os trabalhadores consigam desenvolver suas qualidades e atender padrões e conhecimentos necessários para desenvolver suas funções.

Esses treinamentos são necessários quando existe um desencontro entre os conhecimentos e habilidades de um trabalhador e aqueles necessários para o desempenho bem-sucedido de seu trabalho. A prática de monitorar o desempenho do trabalhador é essencial para medir de forma mais eficaz os momentos que treinamentos são necessários.

2.2.3.6 Gerenciamento de mudanças

O elemento em questão ajuda a garantir que as alterações em processos ou pessoas, ao longo da vida de uma planta industrial não tragam, de forma inadvertida, a presença de novos perigos ou o aumento dos riscos já existentes. O gerenciamento de mudanças engloba todo um processo de análise, revisão e autorização para implementar os ajustes que forem propostos ao longo da vida útil da unidade. Previamente, são verificadas as operações, organização e atividades industriais, com o objetivo de assegurar que nenhum novo perigo imprevisto seja introduzido e que os perigos já existentes não sejam incrementados sem advertência e preparo prévio.

Ademais, o elemento também chama a atenção para que sempre que houverem alterações, os documentos pertinentes como os referentes a procedimentos e conhecimentos de segurança do processo sejam atualizados e que os trabalhadores envolvidos sejam notificados.

2.2.3.7 Prontidão operacional

Esse elemento tem como objetivo garantir a inicialização segura de processos ao longo da vida de uma instalação, avaliando todos os tipos de condições possíveis de desligamento de uma unidade, além de considerar também a duração que o processo se manteve na condição de desligado. Esse fator é muito importante, pois processos podem ser interrompidos de forma breve ou podem passar por um longo período de interrupção para uma modificação na operação ou algum tipo de manutenção mais elaborada.

Ainda sobre o período de desligamento, esse elemento irá avaliar o tipo de trabalho feito na instalação durante o intervalo de tempo de desligamento com o objetivo de dar um direcionamento e foco para a revisão antes de sua reinicialização, para que esta possa ocorrer de forma mais célere.

2.2.3.8 Conduta de operações

Este elemento está diretamente relacionado à cultura de uma organização e trata da execução das tarefas operacionais e de gerenciamento de maneira deliberada e estruturada. Esse conceito também pode remeter à disciplina e formalidade das operações de uma instalação.

Dessa maneira, espera-se que os trabalhadores ao longo de toda a hierarquia exerçam suas funções com atenção, bom senso, responsabilidade, conhecimento e reflexão, a fim de desenvolver e manter altos padrões na conduta das operações.

2.2.3.9 Gerenciamento de emergência

Os principais pilares referentes ao elemento de gerenciamento de emergência envolvem primeiramente um bom planejamento para possíveis emergências, pois essa boa prática aumenta muito a probabilidade de as pessoas fazerem as coisas certas quando ocorrer algum acidente.

É necessário também o fornecimento de recursos para executar o plano no caso de uma situação de emergência ocorrer. Práticas, testes e reavaliações contínuas para melhorar os planos de emergência atrelados ao treinamento dos funcionários e população envolvidos com os possíveis impactos causados por uma situação de emergência são fundamentais para um bom trabalho referente a esse elemento. E também, uma comunicação rápida e efetiva com todas as partes interessadas no caso de alguma situação de acidente ocorrer.

2.2.4. Aprenda com a experiência

2.2.4.1 Investigação de acidente

Esse elemento é o primeiro referente ao pilar “Aprenda com a experiência” e tem como principal objetivo rastrear, relatar e investigar acidentes de segurança de processos que ocorreram, incluindo um processo para essa investigação, com formação de equipe, documentação, rastreamento e execução.

Outro fator muito importante a ser analisado é a frequência da ocorrência de acidentes com o objetivo de verificar problemas recorrentes. É fundamental o constante monitoramento das práticas de investigação de acidentes para verificar se essa atividade está sendo eficaz.

2.2.4.2 Indicadores de monitoramento

Indicadores podem ser entendidos como métricas de desempenho de uma organização. Em um contexto industrial, eles são usados na maioria das vezes para quantificar a performance dos processos da organização. Em relação a segurança de processos, eles auxiliam, principalmente, a avaliar a eficiência dos sistemas de gestão em relação ao RBPS, além da frequência com que se deve coletar dados e o que fazer com essas informações. Deve-se ficar atento ao fato de que alguns tipos de indicadores, como taxas de acidentes, geralmente não são sensíveis o suficiente para serem úteis para a melhoria contínua dos sistemas de gerenciamento de segurança de processo porque os acidentes ocorrem com pouca frequência.

CCPS (2011) diz que: *“Um elemento essencial de qualquer programa de melhoria é a medida de seu desempenho atual e futuro. Portanto, para melhorar continuamente o desempenho de segurança do processo, é essencial que as empresas do setor químico e petroquímico implementem métricas de segurança de processo proativas e reativas.”*

Nesse guia do CCPS de 2011, intitulado de *Process Safety Leading and Lagging Metrics*, são definidos três tipos de indicadores, sendo eles os *leading indicators*, *near miss indicators* e *lagging indicators*. Em português, indicadores proativos, de incidentes e reativos.

Os *leading indicators*, ou indicadores proativos, são um conjunto de indicadores com função de estimar o funcionamento futuro. Ou seja, eles são encarregados de prever,

através de suas métricas, futuros acidentes, podendo estes serem, dessa forma, evitados. Os *lagging indicators*, ou indicadores reativos, são, diferentemente do grupo anterior, um conjunto de indicadores voltado para o passado da unidade, com base em acidentes que já tenham ocorridos, permitindo assim uma gestão de erros já vivenciados. O último grupo, o *near miss indicators*, ou indicadores de incidentes, é um conjunto de indicadores voltado especificamente para acidentes com baixa ou nenhuma consequência.

2.2.4.3 Auditorias

Esse elemento tem o objetivo de fazer uma avaliação se os sistemas de gestão estão funcionando conforme o esperado, e dessa forma, complementa outras atividades de controle e monitoramento do sistema de gestão RBPS. Isso é feito por meio de uma análise crítica do processo e das práticas de segurança da empresa, onde deficiências em qualquer parte do sistema de gestão são sanadas, visando a redução do risco empresarial. Dentre as atividades de auditoria pode-se citar o agendamento de avaliações periódicas das práticas de segurança, revisão de documentação além dos procedimentos operacionais da empresa.

2.2.4.4 Avaliação de gestão e melhoria contínua

Esse elemento tem como objetivo realizar uma análise crítica da gestão e das atividades rotineiras para aferir se os sistemas de gestão estão funcionando como foram imaginados em sua idealização. Ele se baseia em um trabalho de revisão contínua dos sistemas de gestão empregados na unidade, que vão desde as atividades do dia a dia até as auditorias formais periódicas.

Pode-se dizer que “a revisão gerencial é semelhante a um médico que faz um exame físico de rotina” (CCPS, 2014). Isso pode ser afirmado, pois mesmo não havendo sinais claros, pode estar se desenvolvendo um cenário de potenciais problemas que podem ser bem melhor resolvidos se tratados de forma prévia e proativa, ou seja, antes do acidente de fato ocorrer.

3. Descrição do Processo

O objetivo principal deste capítulo é o de introduzir a unidade da refinaria na qual ocorreu o acidente, possibilitando ao leitor um melhor entendimento do processo. Para isso, é realizado um breve histórico do processo da unidade, explicando qual a sua principal função na refinaria, assim como são explicados todos os equipamentos presentes da unidade com suas respectivas funções.

3.1. Histórico e objetivo do processo

O processo de Fluid Catalytic Cracking (FCC) teve início um pouco antes da segunda guerra mundial, devido a uma necessidade de alguns países em aumentarem suas produções de gasolina e outros derivados petroquímicos, produtos esses que seriam demandados durante o período de guerra (LACO, 2013).

O principal objetivo dele é obter frações mais leves, normalmente moléculas com número de carbonos inferior a treze, a partir de uma fração mais pesada do petróleo. Alguns desses produtos são o GLP (gás liquefeito de petróleo), nafta, gasolina, gasóleo leve e pesado. Estes compostos apresentam maior valor agregado do que a fração pesada que alimenta a unidade. Devido a isso, esse processo é responsável por aumentar os lucros da refinaria visto que transforma um produto de menor valor em outros mais demandados pelo mercado, e, portanto, de maior valor.

Além disso, ele também é bastante importante pois permite que a refinaria se adapte às demandas do mercado. Isso pode ser feito através da manipulação de variáveis da unidade, como a temperatura e pressão, que vão influenciar na quantidade produzida de cada fração mais leve do petróleo.

O primeiro processo desenvolvido era realizado apenas de forma térmica, ou seja, calor era cedido a matéria prima dentro de um reator simples e o craqueamento acontecia. O reator, na época, operava em batelada. O processo foi aprimorado para um craqueamento catalítico em leito fixo, que apesar de garantir uma maior eficiência no craqueamento ainda não permitia que o mesmo fosse operado de forma contínua, devido a necessidade de regeneração/troca do leito catalítico (LACO, 2013).

Por fim, o processo passou a ser realizado em leito fluidizado, o que não só permitiu que o craqueamento pudesse ser feito de forma contínua (LACO, 2013), mas também apresenta vantagens em relação ao leito fixo como uma maior taxa de transferência de

calor e de massa (BARROS, 2017). A partir disso, os aprimoramentos realizados na unidade foram apenas em relação ao desenvolvimento de novos catalisadores e em relação à configuração do reator.

3.1.1. Visão geral de uma unidade de FCC

Uma unidade de FCC convencional, como mostrada na Figura 9, apresenta duas seções diferentes, uma destinada ao craqueamento da fração pesada do petróleo, chamada convencionalmente de seção dos hidrocarbonetos (*hydrocarbon side*), e uma segunda destinada ao tratamento do gás que flui do regenerador, chamada convencionalmente de seção do ar (*air side*).

A seção dos hidrocarbonetos é responsável pelo craqueamento do óleo mais pesado (normalmente oriundo da coluna de destilação principal da refinaria), em hidrocarbonetos mais leves, que têm menores pontos de ebulição. Nela, a fração mais pesada entra por baixo do reator, em uma parte do equipamento denominada de *riser* (*reactor riser*). Catalisador é introduzido nessa corrente por meio da RCSV (*regenerated catalyst slide valve*), que é basicamente uma válvula que controla o retorno de catalisador para o reator. O produto da reação sai por cima do reator e é enviado à coluna de destilação principal (*main column*), onde as frações geradas são separadas. O catalisador é ainda separado dentro do reator e enviado ao regenerador (*regenerator*), por meio da SCSV (*spent catalyst slide valve*).

Em contrapartida, a seção do ar tem a função de remover partículas presentes na corrente que flui do regenerador para que ela atinja as especificações ambientais e possa ser descartada no ambiente. Essas partículas são oriundas do processo de queima que ocorre neste equipamento, que acaba emitindo material particulado. O fluxo principal desta seção consiste na passagem da corrente gasosa através de um separador gás/catalisador (*gas/catalyst separator*), cuja função é remover grande parte do material particulado presente nesta corrente.

O próximo equipamento no sistema é um expensor (*expander*), que tem como função ceder energia para o sistema de injeção de ar do regenerador, enviando o seu efluente para o queimador de CO (*CO boiler*), que funciona como um trocador de calor e utiliza a energia da corrente gasosa para geração de vapor de utilidades. Por fim, o gás é enviado para o precipitador eletrostático (*Electrostatic precipitator – ESP*), equipamento que

utiliza uma corrente elétrica para realizar uma separação final de qualquer material particulado presente na corrente que é enviada para atmosfera. Um esquema da unidade pode ser visto na Figura 9.

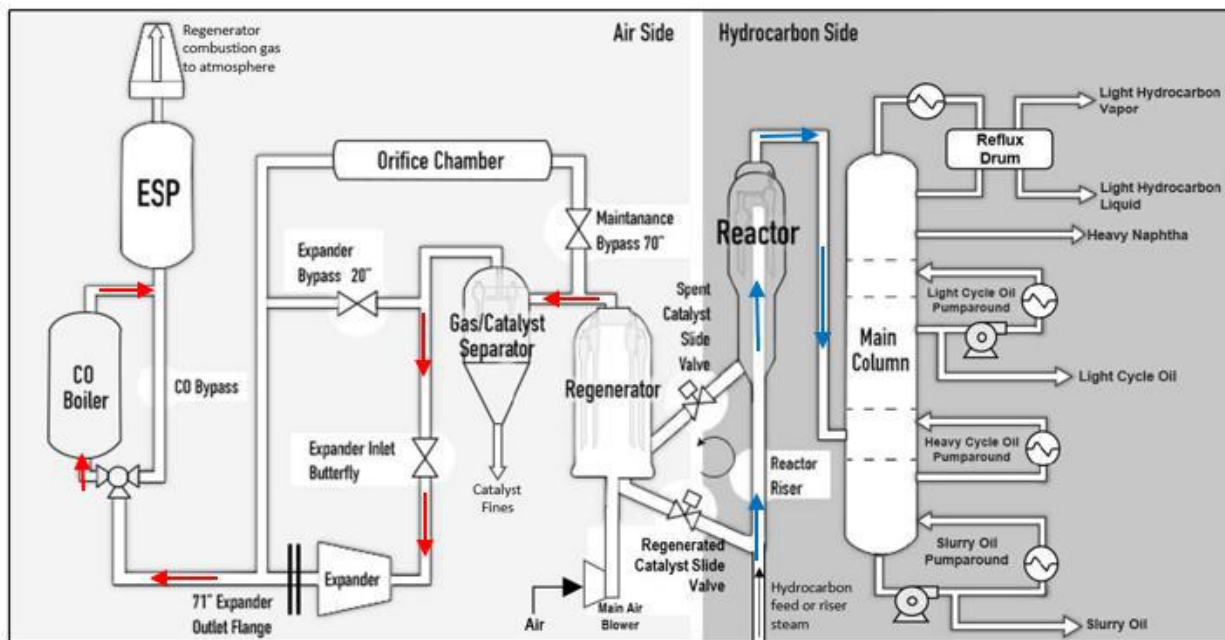


Figura 9: Unidade de FCC da refinaria da ExxonMobil em Torrance, CA. Adaptado de CSB, 2017

3.2. Principais equipamentos da unidade de FCC

3.2.1. Reator catalítico e regenerador

O reator catalítico utilizado na unidade de FCC opera em leito fluidizado. Durante a fluidização, as partículas de catalisador, apesar de serem sólidas, apresentam as características de um líquido. Essa fluidização é feita com o próprio vapor dos hidrocarbonetos que é gerado no próprio reator, quando em contato com as partículas de catalisador aquecidas no regenerador.

O reator pode ser dividido no *riser* e em um vaso. No *riser*, é injetada a corrente de hidrocarbonetos líquidos pesados a ser craqueada. Essa reação de craqueamento tem início ao longo do tubo (*riser*), em um leito fluidizado com catalisador, conforme explicado anteriormente. O vapor de hidrocarbonetos mais leves sai do *riser* e antes de entrar no vaso do reator, onde é direcionado para a coluna de destilação, a jusante do equipamento, passa por dois ciclones a fim de realizar uma separação entre os produtos do craqueamento e as partículas de catalisador. Este, separado da corrente de

hidrocarbonetos mais leves, sedimenta ao longo do vaso do reator e é redirecionado para o regenerador. Esse esquema pode ser visualizado na Figura 10. A passagem do catalisador para o regenerador é controlada por uma válvula lateral (SCSV). O esquema destes equipamentos pode ser visualizado na Figura 10.

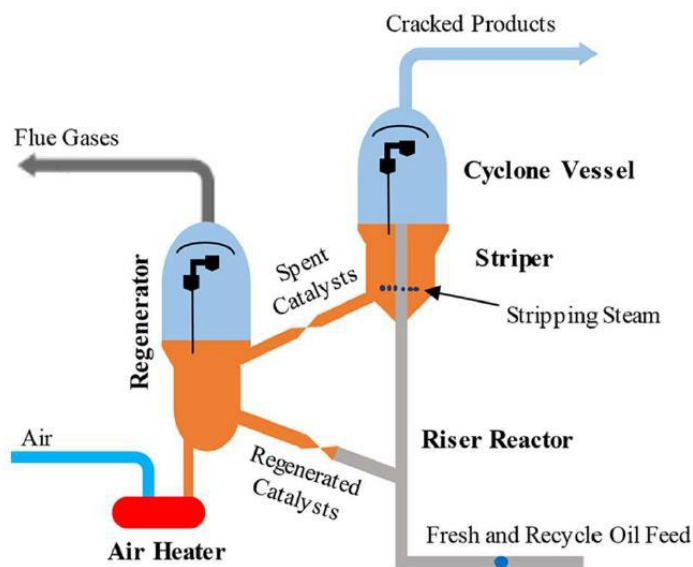


Figura 10: Esquema do reator e regenerador da unidade de FCC. Fonte: Fatih, G, 2020.

Durante a reação, é gerado coque como subproduto do craqueamento. Este subproduto é formado na superfície do catalisador, de forma que o mesmo precisa ser regenerado a fim de poder ser reutilizado posteriormente no reator. O regenerador tem, então, a função de reativar as partículas de catalisador que foram inativadas no reator devido a deposição de coque em sua superfície. Essa regeneração ocorre por meio da queima do coque formado na superfície catalítica. Assim, ocorre uma injeção de ar em fluxo ascendente no equipamento, de forma que quando o ar entra em contato com o catalisador com coque depositado, ocorre uma queima desse material carbônico que fora depositado no catalisador, fazendo com que o mesmo seja regenerado.

Durante essa queima, calor é gerado no regenerador visto que a reação de combustão que ocorre é exotérmica. Realizada esta reação, o regenerador tem como efluente uma corrente chamada de *flue gas*, que é basicamente o ar em excesso que foi injetado no equipamento junto com os produtos de combustão da queima do coque. Essa corrente sai por cima do regenerador, aquecida, e com uma certa quantidade de partículas que precisam ser removidas, o que ocorre na seção do ar da unidade de FCC.

O calor gerado na reação de combustão do coque além de aquecer o ar também aquece o próprio catalisador que foi regenerado. Isso é muito importante pois essa entalpia será utilizada para vaporizar os hidrocarbonetos líquidos que entram no reator, uma vez que esse catalisador é retornado para este equipamento. Esse retorno ocorre através de gravidade, e é controlado por meio de uma válvula (RCSV – *regenerated catalyst slide valve*), idêntica a válvula que permite a passagem do catalisador inativo para o regenerador (SCSV). Essa esquemática está representada nas Figura 10 e Figura 11.

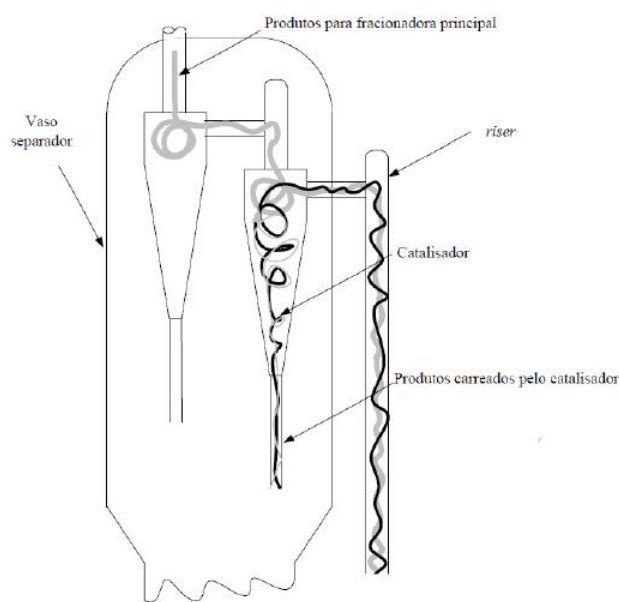


Figura 11: Esquema do reator da unidade de FCC. Fonte: (LACO, 2013)

3.2.2. Coluna de destilação

Uma coluna de destilação é um equipamento cuja função é a de separar uma mistura de componentes baseado em suas volatilidades relativas, de forma que o componente mais volátil é recuperado no topo, enquanto o menos volátil, no fundo.

A coluna de destilação da unidade de FCC é o último equipamento da seção de hidrocarbonetos e tem a função de separar o vapor de hidrocarbonetos que foi gerado no reator catalítico. Uma característica importante dessa torre é que diferentemente de uma torre de destilação convencional, ela não recebe calor adicional, ou seja, não tem um reboiler para reaquecer o fluido, e sim um sistema de *loops* de remoção de calor, feito através de um processo de *pumparound* (sistema de retirada de calor) na torre de destilação.

Assim, o calor é removido dessas correntes, reduzindo a entalpia das correntes que retornam para a coluna. Os produtos recuperados nesta coluna são hidrocarbonetos leves, nafta, óleo leve e óleo de lama. A nafta recuperada é transformada em gasolina posteriormente. O esquema da coluna de destilação principal e seu sistema de *pumparound* está esquematizado na Figura 12.

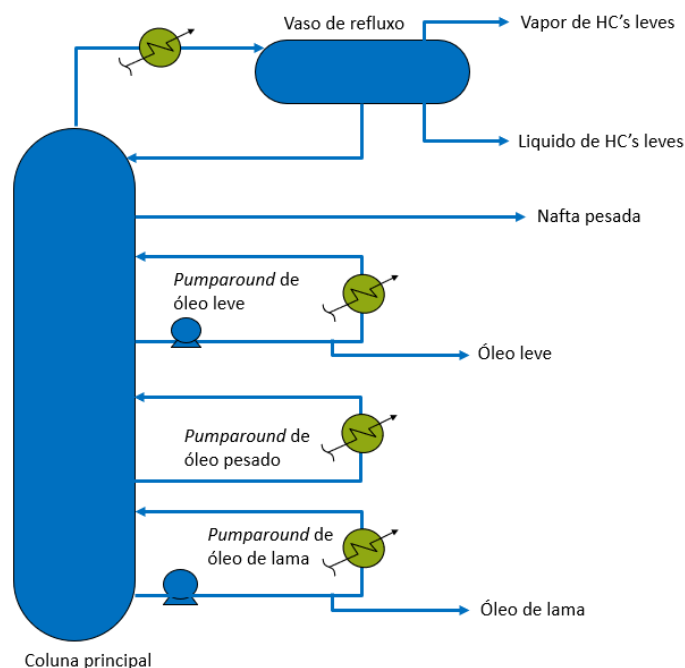


Figura 12: Coluna de destilação principal da unidade de FCC. Adaptado de CSB, 2017.

3.2.3. Equipamentos da seção de ar

O primeiro equipamento após o regenerador (*regenerator*) na seção de ar é o separador gás/catalisador (*gas catalyst separator*). Sua função é a de separar a maior parte do catalisador que foi arrastada com o ar, além do material particulado gerado no processo de queima do coque, presente na superfície do catalisador.

A jusante deste equipamento, temos um expensor (*expander*), cuja função é a de ceder energia para o sistema de injeção de ar (*main air blower*), que serve para a introdução de ar no regenerador (*regenerator*).

Feito isso, o gás passa por um queimador de CO (*CO Boiler*), que tem a função de queimar qualquer monóxido de carbono residual presente na corrente, para que ele não seja emitido no ambiente. Essa energia da combustão do monóxido de carbono é aproveitada para a geração de vapor de utilidades dentro deste equipamento, que é

utilizado em outras áreas da refinaria. Assim, ar também é injetado nesse equipamento com a finalidade de promover a combustão desse componente. O fluxo material da seção de ar pode ser visto na Figura 13.

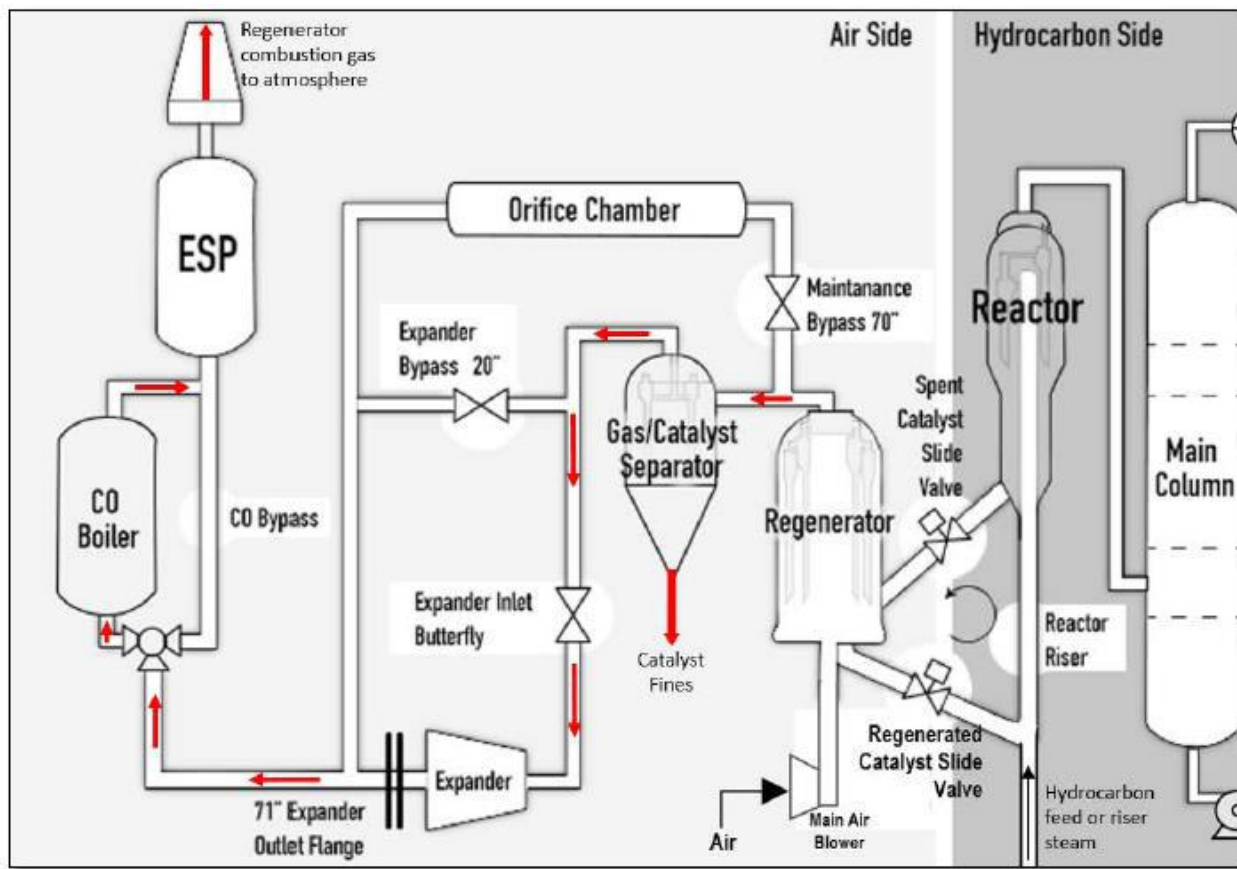


Figura 13: Fluxograma de tratamento do ar. Fonte: CSB, 2017

3.2.4. Precipitador eletrostático (ESP)

Como demonstrado na Figura 13, o precipitador eletrostático (ESP) é o último equipamento na seção de tratamento de ar antes do mesmo ser destinado para a atmosfera. Seu funcionamento ocorre a base de corrente elétrica e tem como função a remoção de material particulado presente em um fluido gasoso.

Esse equipamento emite faíscas, que eletrizam as partículas presentes no gás, conferindo a elas uma carga negativa. Junto a isso, o equipamento é equipado de placas carregadas positivamente, fazendo, dessa forma, com que haja a atração das partículas com as placas, removendo o material particulado do gás. Esse esquema pode ser observado na Figura 14.

O fato de o tratamento do gás efluente do regenerador (*regenerator*) apresentar o *ESP* como um dos equipamentos de tratamento, faz com que seja de extrema importância que não haja a passagem de hidrocarbonetos para a seção do gás, visto que as faíscas desse equipamento são uma provável fonte de ignição.

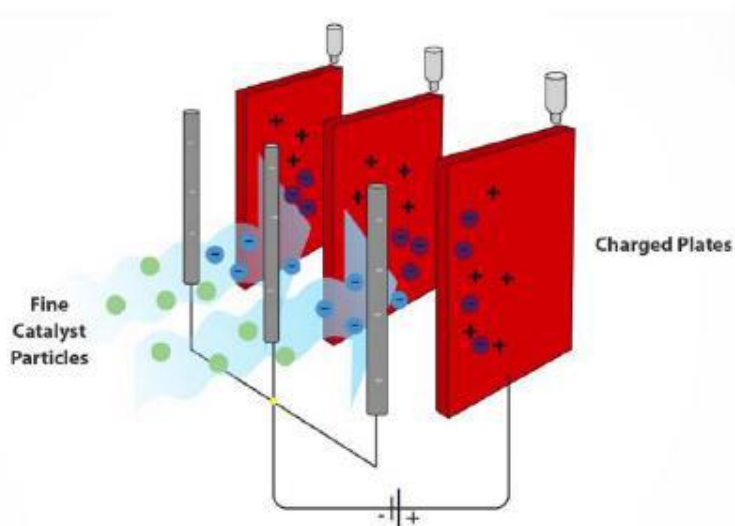


Figura 14: Esquema de funcionamento de um precipitador eletrostático. Fonte: CSB, 2017

3.3 Funcionamento em modo *safe park*

Caso precise ser feito algum reparo na unidade ou caso o fluxo de hidrocarbonetos entrando no reator seja interrompido, existe a possibilidade de colocar a unidade em um modo conhecido como modo *safe park*.

Esse modo de operação é basicamente um estado onde ela não opera e fica em *stand-by*, esperando que a carga hidrocarbonetos seja realinhada para o reator. Para manter o nível de pressão do reator, e evitar que a pressão da coluna principal fique maior que a do reator, vapor é injetado neste equipamento.

Além disso, durante esse modo de operação, ambas as válvulas SCSV e RCSV ficam fechadas, a fim de manter um certo nível de barreira catalítica entre o regenerador e o reator. A presença dessa barreira causa um delta de pressão e ele é um indicativo de que as válvulas estão realmente fechadas. É importante ter esse acompanhamento pois ambas as válvulas apresentam, na indústria, um histórico de erosão devido a abrasividade do fluido que escoar por elas.

Note ainda, com auxílio da Figura 10, que mesmo a SCSV estando aberta durante a operação normal da unidade, essa barreira catalítica existe. Como mencionado, ela causa

um delta de pressão que faz com que hidrocarbonetos/vapor não passem para o regenerador, independentemente do modo de operação da unidade.

É importante evitar que qualquer hidrocarboneto se misture com o ar presente no regenerador e no queimador de CO, o que pode vir a causar uma atmosfera explosiva. Ademais, o *ESP* continua energizado durante o modo *safe park* e o processo de *pumparound* também não é parado. O esquema de funcionamento da unidade durante esse modo está presente na Figura 15. Note que durante esse modo de operação, os equipamentos pintados de amarelo são os que continuam em operação.

Além disso, durante o funcionamento da unidade sob essas condições, tanto o fluxo de hidrocarbonetos quanto a injeção de ar no reator são bloqueados. Ao invés deles, o reator é alimentado com uma vazão de vapor, que tem a finalidade de manter a pressão do equipamento e, assim, evitar um fluxo reverso de hidrocarbonetos presentes na coluna principal.

O precipitador eletrostático apresenta um histórico de explosões devido ao retorno de hidrocarbonetos em outras refinarias, o que será tratado na seção seguinte. Assim, é importante notar que apesar de todas as medidas de segurança existentes na unidade, a mesma ainda está sujeita a riscos de segurança de processos, que serão discutidos no capítulo seguinte.

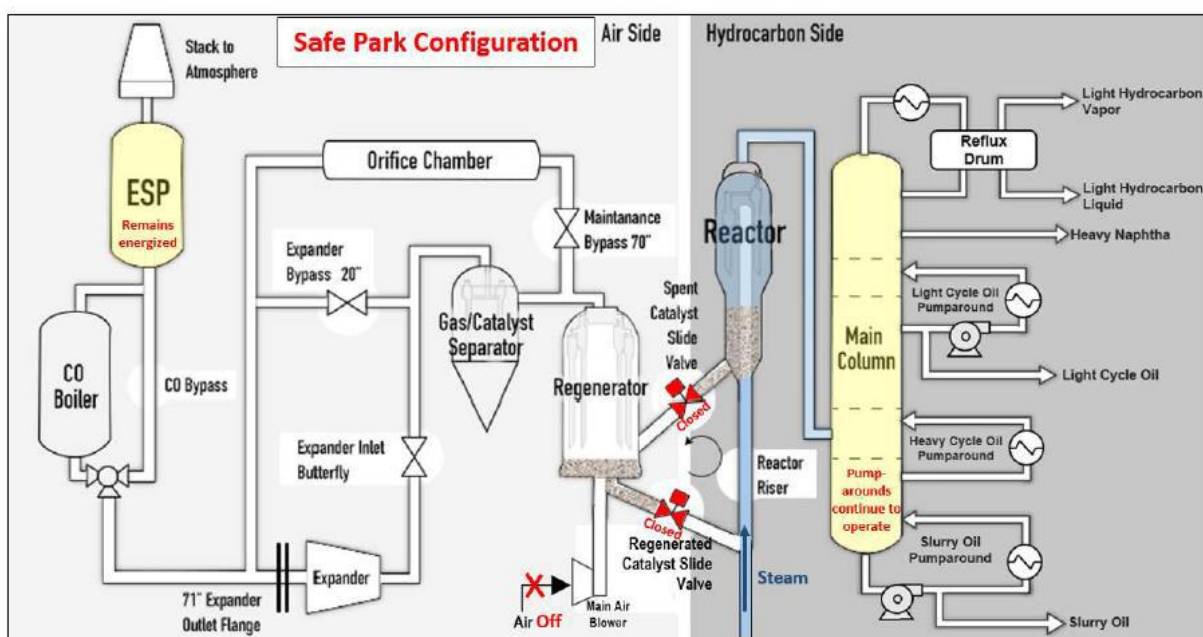


Figura 15: Configuração de funcionamento da unidade de FCC em modo *safe park*. Equipamentos em amarelo continuam funcionando durante esse modo de operação. Fonte: CSB, 2017

3.4 Histórico de acidentes da unidade

O precipitador eletrostático, equipamento da unidade de FCC, já apresenta um histórico de explosões devido ao retorno de hidrocarbonetos em outras refinarias. Esse retorno pode acontecer caso ocorra a passagem de hidrocarbonetos do lado da seção de hidrocarbonetos para a seção de ar, visto que a primeira apresenta maior pressão.

Pode-se citar dois grandes famosos acidentes como o da Chevron Salt Lake Refinery, em 2013, além do da Conoco Lake Charles Refinery, em 1994. Em ambos acidentes houve a passagem de hidrocarbonetos para o lado do ar, seguido de explosão no ESP. No primeiro acidente, durante um momento de distúrbio que fez a unidade parar, a operação injetou hidrocarbonetos no regenerador. Isso foi feito a fim de garantir que a temperatura do mesmo se mantivesse elevada através da queima desses hidrocarbonetos com o ar que é injetado no equipamento. Isso permitiria, mais tarde, uma partida mais rápida da unidade. No entanto, a quantidade de ar que foi injetada no equipamento não foi suficiente para promover uma queima completa dos hidrocarbonetos, de forma que uma mistura inflamável foi em direção ao ESP, sofrendo ignição. O acidente de 1994 ocorreu devido a uma passagem de hidrocarbonetos para o lado do ar, devido a um aumento de pressão na coluna principal. Eles se misturaram com ar presente no regenerador e foram parar no ESP, onde explodiram. (CSB, 2017).

Em 1992, uma refinaria da Total, na região de La Mède, na França, também sofreu uma explosão na unidade de FCC, porém não no ESP. Uma certa quantidade de gás escapou em um dos equipamentos, devido a corrosão de uma linha, formando uma nuvem de vapor, que encontrou uma fonte de ignição externa, ocasionando uma explosão (*Ministère chargé de l'environnement*, 2008).

Além desses eventos, em 2018 houve uma explosão similar na refinaria da Husky Energy, também na unidade de FCC. Neste evento em questão, ela estava entrando em *shut down* (ocasião onde a mesma é parada por um determinado período de tempo). A SCSV, todavia, falhou durante a parada da unidade de FCC, e nesse momento, ar presente no regenerador se misturou com hidrocarbonetos, formando uma atmosfera explosiva que encontrou uma fonte de ignição, ocasionando a explosão (CSB, 2018).

Ademais, também existem outros eventos nessa unidade na literatura. Os mais relevantes que ainda não foram mencionados são a explosão que ocorreu na refinaria da Shell, em 2015, e na refinaria Tesoro Golden Eagle, também em 2005 (*Contra Costa Health Services, 2021*).

4. Descrição do Acidente

O objetivo deste capítulo é de descrever a ordem de eventos que levou ao acidente tratado neste trabalho (Explosão da unidade de FCC da ExxonMobil em 2015). Essa narrativa é descrita usando como base o relatório oficial da CSB acerca do acidente (CSB, 2017).

4.1. Localização da refinaria

A ExxonMobil, multinacional americana e uma das maiores do mundo no setor de óleo e gás, com mais de cem mil empregados, atua diretamente tanto na parte *upstream* da cadeia do petróleo quanto na parte de *downstream*. A empresa, assim, realiza tanto a exploração de petróleo quanto o processamento dessa substância em suas refinarias.

O acidente tratado no presente trabalho ocorreu em fevereiro de 2015, quando a empresa era dona de uma refinaria com capacidade de processamento de 155 mil barris de petróleo por dia, localizada na cidade de Torrance, Califórnia, nos EUA. A refinaria fica relativamente perto da cidade de Los Angeles, estando a uma distância de 30 quilômetros, aproximadamente 29 minutos de carro da mesma. No mesmo ano do acidente, no mês de setembro, a planta foi vendida para a PBF Energy, não tendo sido divulgado o motivo da venda. A localização da planta pode ser vista na Figura 16.



Figura 16: Foto de satélite da localização da antiga refinaria da ExxonMobil, em Torrance, CA. Fonte: Google Maps, 2021.

No mês de fevereiro do ano de 2015 ocorreu uma explosão na refinaria, em um equipamento conhecido como precipitador eletrostático, na unidade de FCC (*fluid catalytic cracking*) da mesma. A explosão foi consequência de uma corrente de hidrocarbonetos, misturados com uma corrente de ar, que entrou no equipamento em questão.

A sequência de eventos que levou a ocorrência do acidente será discutida nas próximas seções deste capítulo.

4.2.Séries de eventos que levaram ao acidente

4.2.1. Vibração excessiva do expensor

A série de eventos que deu origem ao acidente ocorrido na refinaria da ExxonMobil, em 18 de fevereiro de 2015, teve início quando o expensor (*expander*), que fica localizado na seção de tratamento do ar, começou a apresentar vibração excessiva, no dia 11 de fevereiro.

Esse equipamento fica localizado a jusante do separador gás/catalisador (*gas/catalyst separator*) que remove o catalisador que é arrastado junto com o ar. A configuração destes equipamentos pode ser vista na Figura 15.

Apesar do separador gás/catalisador apresentar uma boa eficiência de remoção, o fluido que escoar nessa corrente ainda apresenta pequenas quantidades de catalisador, que acabam depositando nas lâminas do expensor, conforme demonstrado na Figura 17. A vibração apresentada pelo equipamento é resultado de uma deposição não uniforme desse catalisador, o que pode vir a ser prejudicial para o equipamento.

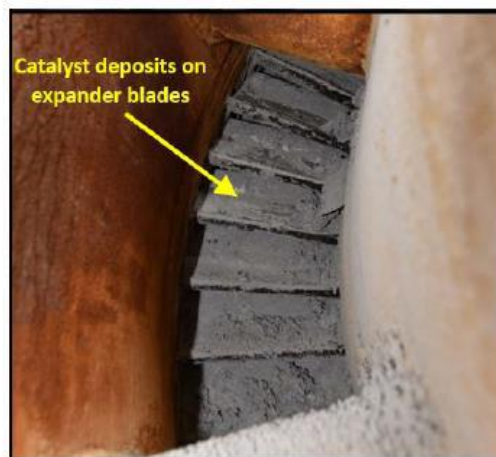


Figura 17: Catalisador depositado nas lâminas do expensor. Foto tirada depois do acidente Fonte: CSB, 2017

Nesse contexto, uma vez identificada a vibração excessiva do expensor, o mesmo sofreu um processo de limpeza online (procedimento de limpeza enquanto o equipamento permanece operando) no dia 12 de fevereiro. Essa limpeza consiste na adição de cascas de nozes moídas na corrente que entra no expensor. Essas cascas têm a função de “*esfregar*” as lâminas do expensor, de forma a remover os depósitos de catalisador. Essa ação fez com que a vibração do equipamento diminuísse durante um período de três dias, até que a mesma voltou a aumentar no dia 15 de fevereiro.

No dia 16 de fevereiro a equipe de operação da refinaria efetuou novamente uma limpeza online do equipamento. Dessa vez, entretanto, a limpeza não surtiu efeito na vibração do expensor. No mesmo dia houve uma elevação de carga para a unidade de FCC, e com esse aumento a vibração no expensor também voltou a subir, até que foi atingido um valor no qual a unidade de FCC entrou automaticamente no estado de *safe park*.

Como já discutido na seção 3.3, quando a unidade de FCC entra no modo *safe park*, tanto a SCSV quanto a RCSV fecham, objetivando manter uma barreira catalítica entre o reator de craqueamento e o regenerador. Essa camada de catalisador acima da SCSV aumenta o delta de pressão entre esses equipamentos, reforçando o impedimento da passagem de hidrocarbonetos para a seção de ar da unidade. Além disso, o sistema de *pumparound* da torre principal continua funcionando, assim como o precipitador eletrostático, como mostrado na Figura 15.

4.2.2. Tentativa de reiniciar o expensor

Foram realizadas, durante o dia 16 de fevereiro, quatro tentativas de reiniciar o expensor, todas sem sucesso. A hipótese que foi levantada era que a sua partida estava sendo impossibilitada pelo forte acúmulo de material catalítico entre as lâminas e o revestimento do equipamento, de forma que as lâminas não conseguiam ser rotacionadas.

Assim, a operação da refinaria começou a isolar o equipamento, com o objetivo de poder inspecioná-lo visualmente. Entretanto, o isolamento deste equipamento não pôde ser feito seguindo os protocolos de segurança estabelecidos internamente pela equipe de segurança da ExxonMobil.

4.2.3. Procedimentos de Isolamento

No dia 17 de fevereiro, a equipe da refinaria se reuniu para discutir o que poderia ser feito em relação ao expensor. Foi levantado que em 2012 havia acontecido uma falha semelhante no mesmo equipamento, quando foi realizado um isolamento que possibilitou uma inspeção interna do equipamento.

As normas de segurança da ExxonMobil tipicamente demandam que para que uma intervenção seja feita dentro de um equipamento é necessário que o mesmo seja isolado conforme esquema da Figura 18. Nela, são colocadas duas válvulas de bloqueio, com drenos, com posterior inserção de uma raquete.

As normas internas de segurança da empresa dizem que uma raquete só pode ser instalada no sistema caso haja duas válvulas de bloqueio com dreno, a fim de que o procedimento seja feito de forma segura. Isso é importante para despressurizar a linha, de forma que ao se abrir a flange a mesma se encontra em pressão atmosférica. Caso não haja essa possibilidade, ele permite a utilização de somente uma válvula para isolamento, desde que ela permita um total isolamento do equipamento. O procedimento interno da empresa, para este último caso, diz que somente válvulas de bloqueio e não válvulas de controle, podem ser usadas nessa configuração de isolamento simples. Em todas essas configurações, instrumentos medidores de pressão são instalados para garantir que as linhas estejam despressurizadas.

Todavia, a entrada do expensor não podia ser raqueteada durante a intervenção pois isso demandava a remoção de um pedaço de carretel de tubulação (Figura 19). A empresa justificou o não raqueteamento da entrada do equipamento dizendo que a falta desse

carretel acarretaria em maiores riscos além de maior tempo de exposição ao pessoal que realizaria a intervenção.

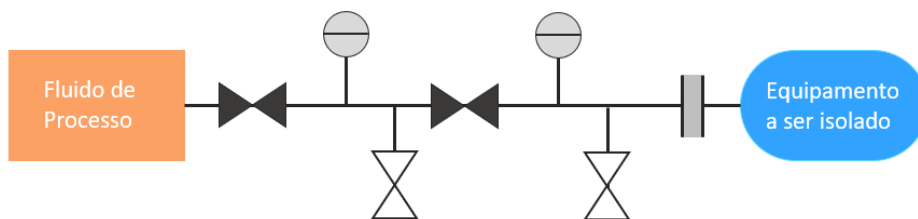


Figura 18: Esquema de isolamento de equipamento demandando pelas normas de segurança da empresa para que o mesmo possa sofrer intervenção manual



Figura 19: Exemplo de pedaço de carretel de tubulação. Fonte: Sunmach, 2021.

Assim, o único mecanismo de isolamento disponível para a entrada do equipamento seria o de isolamento simples, mostrado na Figura 20. Nele, apenas uma válvula atua impedindo a passagem de fluido de processo até o equipamento isolado. Caso essa válvula venha a falhar durante a intervenção, a vida dos funcionários realizando a manutenção se encontra em risco.

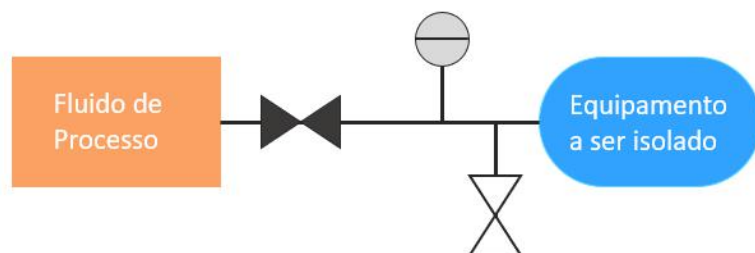


Figura 20: Esquema de isolamento de equipamento através de bloqueio simples

Como essa inspeção não seguia à risca todos os padrões de segurança da empresa devido a impossibilidade de realizar o isolamento conforme a Figura 18, foi necessário desenvolver uma nota de gestão de mudança. Esse procedimento permitiu, em 2012, que

o equipamento fosse isolado e inspecionado, não atendendo todas as questões de segurança demandadas pela empresa na época. Esse tipo de documento requer que seja feita uma análise de risco, levantando todos os possíveis riscos e consequências de se operar a unidade nessa configuração. Sabendo tanto da existência dessa nota de gestão de mudança datada em 2012, quanto do fato de que o problema era semelhante, e que na época o procedimento foi bem sucedido, a equipe de engenheiros da ExxonMobil resolveu utilizar a mesma nota de gestão de mudança que foi utilizada em 2012 para realizar a inspeção do expensor.

É importante ressaltar que antes da utilização da nota de gestão de mudança, que havia sido feita em 2012, no problema apresentado na semana do acidente de 2015, a empresa não realizou nenhuma avaliação acerca das condições de processo da unidade do FCC. Isso era um requisito indispensável para garantir que as mesmas premissas adotadas em 2012 fossem válidas para o ano de 2015. Caso os parâmetros operacionais da unidade no ano do acidente fossem diferentes dos de quando a nota foi realizada, a mesma não poderia ter sido utilizada.

Por fim, os riscos decorrentes da operação da unidade em modo *safe park* não foram revisados para as condições de operação atuais da planta, avaliação demandada pelas normas da ExxonMobil.

4.2.4. Tentativa de isolamento do expensor

Mais tarde, ainda no dia 17 de fevereiro, a equipe da refinaria começou a trabalhar no isolamento da saída do expensor, que consistia em instalar uma raquete em uma flange na saída deste equipamento. Porém, ao abrirem a flange para isolar a máquina, vapor começou a escapar através dela, e os trabalhadores ficaram preocupados com sua segurança. Devido a isso, não foi possível isolar o expensor. Esse esquema está mostrado na Figura 22.

Além disso, o escape de vapor pela flange indicava que a SCSV não estava mantendo uma barreira catalítica, o que possibilitou que o vapor injetado no reator fosse parar na seção de ar da unidade de FCC, conforme mostrado na Figura 21. A Figura 22 demonstra a localização da flange por onde o vapor escapou.



Figura 21: Vapor escapando pela flange na tentativa de raqueteamento. Fonte: CSB, 2017

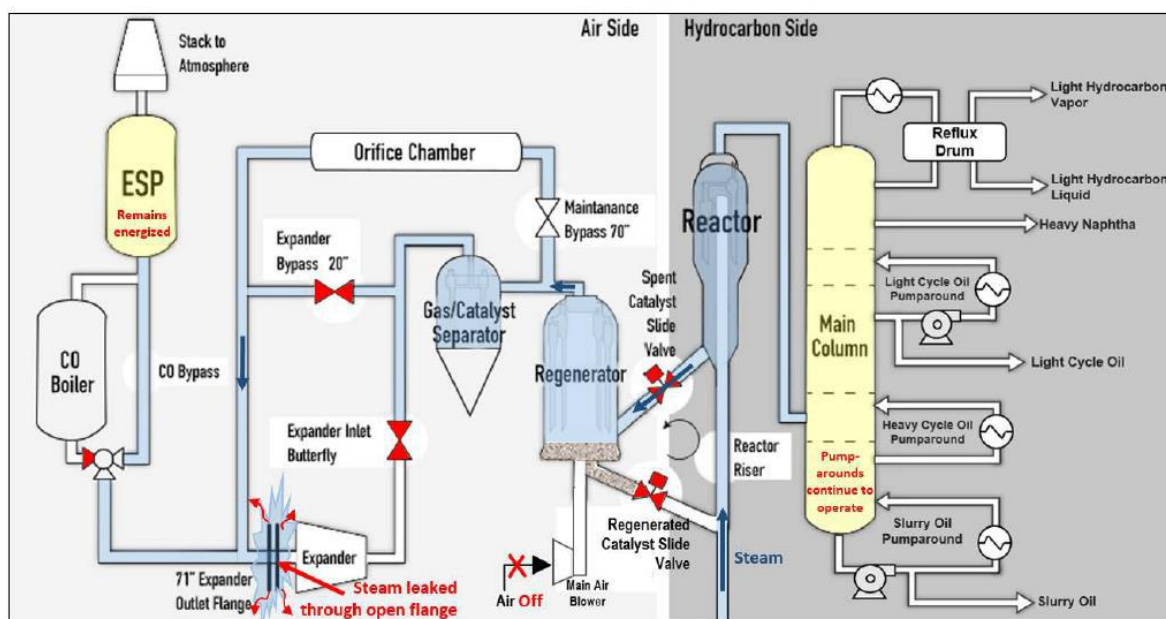


Figura 22: Esquema de vazamento do vapor na tentativa de raqueteamento da flange do expansor. Fonte: CSB, 2017

4.2.5. Falha nas salvaguardas existentes no modo *safe park* e acidente

Quando a unidade de FCC entra em modo *safe park*, existem duas salvaguardas possíveis que evitam a passagem de hidrocarbonetos para a seção de ar, com subsequente explosão no ESP. A primeira delas é a barreira catalítica sustentada pelo fechamento da válvula SCSV. Ao fechar essa válvula, uma certa quantidade de catalisador fica retida a montante dela, o que faz com que o fluido escoando no reator não consiga passar para o regenerador e entrar no sistema de tratamento de ar, isolando o lado do ar. A segunda é uma vazão de vapor suficientemente grande, que é injetada no reator durante a operação em *safe park*. Essa vazão tem que ser alta suficiente para que a pressão do reator continue sendo maior que a pressão da coluna principal, de forma a impedir fluxo reverso de

hidrocarbonetos da coluna para o reator, e consequentemente do reator para o regenerador, caso a SCSV esteja dando passagem.

Durante o evento do dia 18 de fevereiro, entretanto, a SCSV não foi capaz de manter a barreira catalítica, conforme esperado. Isso ocorreu, pois a válvula estava sendo usada há mais de 6 anos sem manutenção, de forma com que o catalisador que passa ali erodiu os internos da válvula. Devido a essa erosão, a válvula não foi capaz de desempenhar seu papel de salvaguarda e permitiu a passagem de vapor para o regenerador, conforme esquema da Figura 23.

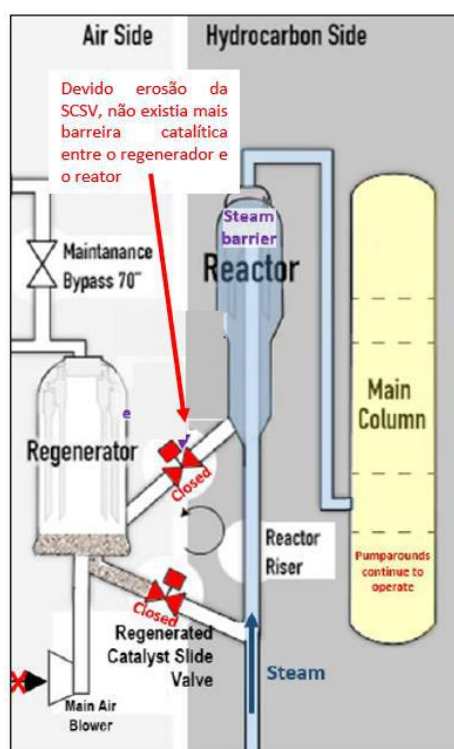


Figura 23: Falha do isolamento pela SCSV. Adaptado de CSB, 2017

Desse modo, a única salvaguarda que impedia a passagem de hidrocarbonetos para o regenerador era a pressão do reator, influenciada pela vazão de vapor do equipamento. Conforme descrito na seção 4.2.4, vapor escapou pela flange a jusante do expensor durante a tentativa de isolamento do equipamento. Isso já era um sinal de que a SCSV não estava mantendo uma barreira catalítica.

Nesse momento, era extremamente necessário reavaliar se a vazão de vapor injetada no reator era suficientemente grande para manter a pressão deste equipamento maior que a da coluna de destilação, visto que ela era a última barreira prevenindo o acidente. Isso

poderia ter sido feito, por exemplo, utilizando softwares de engenharia e realizando uma simulação. Além disso, também era importante verificar se a falha de uma das duas salvaguardas seria suficiente para invalidar a nota de gestão de mudança e parar a manobra de isolamento.

Diferentemente disso, foi decidido continuar com o isolamento do equipamento. Para isso, foi necessário diminuir a vazão de vapor injetada no reator da unidade de FCC, de forma a diminuir o escape de vapor pela flange, e assim possibilitar o isolamento do expensor. Na nota de gestão de mudança realizada em 2012 estava especificado que a mínima vazão de vapor necessária para impedir o fluxo reverso no reator era de 0,9 t/h. Essa vazão, entretanto, não foi ratificada por nenhum estudo que comprovasse que a mesma seria suficiente para impedir a entrada de hidrocarbonetos no reator. Na visão dos investigadores, isso demonstra uma falha no procedimento de segurança da empresa, visto que a mesma já sabia que a SCSV, uma das duas salvaguardas existentes, havia falhado. Assim, caso a vazão de vapor não fosse suficiente para impedir o fluxo reverso, hidrocarbonetos entrariam na unidade de tratamento de ar.

A vazão de vapor no momento da abertura da flange era de aproximadamente 9,1 t/h. Foi decidido, pelo supervisor da operação, que a vazão de vapor fosse reduzida a aproximadamente 3,4 t/h, o que teoricamente seria quase quatro vezes maior do que a mínima vazão necessária para impedir o fluxo de hidrocarbonetos para o reator. Essa redução foi realizada no começo da manhã do dia 18 de fevereiro, por volta das 7 horas da manhã.

Às 8:07 hrs da manhã do dia 18 de fevereiro um supervisor de manutenção que estava próximo a unidade de FCC recebeu um alarme em seu aparelho portátil de monitoramento de sulfeto de hidrogênio (H_2S) (Figura 24), o que indicava que hidrocarbonetos estavam vazando, possivelmente pela flange.

Todavia, a manutenção na flange não foi parada. Às 8:40 hrs do mesmo dia, inúmeros operadores perto da flange receberam alarmes de hidrocarbonetos, o que indicava vazamento desses compostos pela flange. Foi decidido, então, pelo o evacuamento da área de FCC da refinaria.



Figura 24: Exemplo de aparelho portátil para detecção de H₂S. Fonte: Impac, 2021.

O vazamento de hidrocarbonetos pela flange indicava que a segunda salvaguarda, que era a vazão de vapor injetada no reator, não era mais suficiente para manter uma pressão positiva em relação à coluna principal.

Durante a investigação do acidente, foi comprovado que a vazão de 0,91 t/h não era suficiente para impedir o fluxo reverso de hidrocarbonetos da coluna principal para o reator, o que poderia ter sido retificado caso um estudo acerca dessa vazão tivesse sido feito pela equipe de engenharia da unidade.

Além disso, conforme discutido na seção 3.3, a operação de *pumparound* da torre principal não é interrompida durante a operação da unidade em modo *safe park*. Isso colaborou com um aumento de pressão desta coluna, visto que um dos trocadores de calor da coluna principal estava furado. O trocador que apresentou vazamento através de um dos tubos está destacado em amarelo na Figura 25. Nele, a corrente que circula na coluna cede calor para uma corrente de nafta, líquida, que faz parte de outra unidade da refinaria. É importante compreender que o lado correspondente a nafta opera com uma pressão maior do que o lado da corrente que circula na coluna. Nesse contexto, o furo em um dos tubos deste trocador fez com que nafta escapasse para dentro da coluna principal. Uma vez dentro da coluna, o calor da mesma foi suficiente para vaporizar a nafta que estava escapando para dentro do equipamento. Assim, a pressão da coluna ficou maior que a pressão normal de operação da mesma. Uma imagem do furo dos tubos está exposta na Figura 26.

Dessa forma, pode-se entender o porquê dos alarmes do pessoal que se encontrava ao entorno da flange terem sido acionados. Tanto a barreira catalítica quanto a vazão de

vapor injetada no reator já não eram mais suficientes para impedir o fluxo de hidrocarbonetos para o reator.

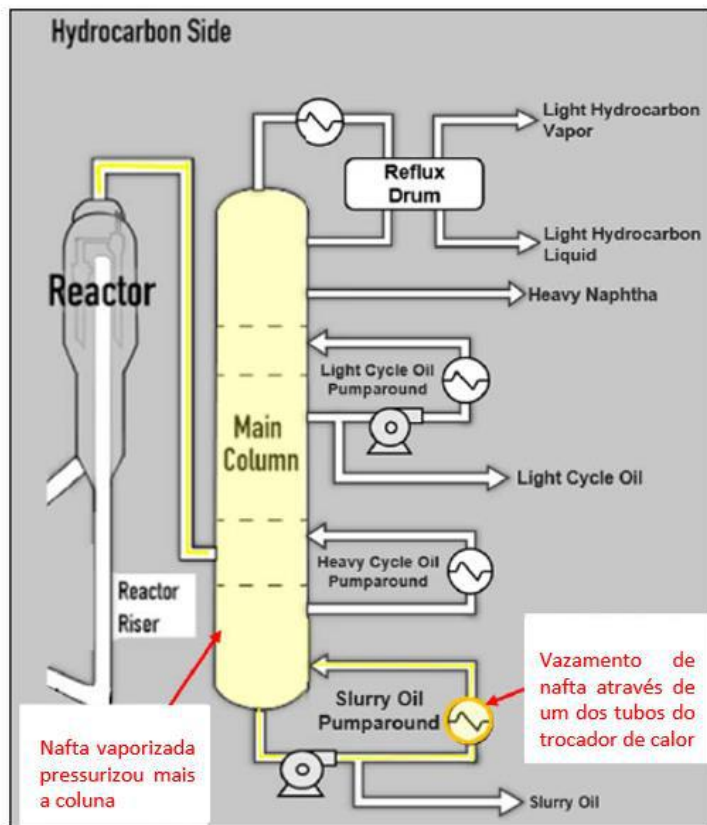


Figura 25: Esquema de vazamento de nafta para a coluna principal. Adaptado de CSB, 2017



Figura 26: Furos no trocador de calor do sistema de *pumparound* que vazou nafta. Adaptado de CSB, 2017

Uma vez soado os alarmes do pessoal que estava no entorno da flange, a operação aumentou a vazão de vapor para em torno de 15,9 t/h, valor superior as 9,1 t/h com a qual o sistema estava operando antes da diminuição da vazão de vapor. Todavia, mesmo com esse aumento, o envio de hidrocarbonetos em direção ao precipitador eletrostático já havia acontecido, de forma que a decisão de aumentá-la havia sido tomada tarde demais. Os hidrocarbonetos chegaram no sistema do ESP e foram misturados com ar vindo da caldeira de CO, injetado no equipamento através de um sistema de tiragem forçada (sistema de movimentação de ar através de ventiladores localizados no topo do equipamento). Foi criado, portanto, uma atmosfera explosiva, na qual bastasse haver uma fonte de ignição para que uma explosão ocorresse.

É importante notar que conforme exemplificado na Figura 22, o queimador de CO (*CO boiler*), é desviado durante o modo de operação *safe park*, ficando fora de operação. Com isso, seus ventiladores não funcionam, e ar não é injetado no sistema. Contudo, durante o período que a unidade operou nesse modo, o queimador de CO estava, ainda que desviado, com seus ventiladores operando. Isso ocorreu devido a uma operação de reparo/manutenção que estava sendo conduzida simultaneamente a operação da unidade de FCC em modo *safe park*.

Dessa forma, a corrente de ar que se juntou os hidrocarbonetos teve origem por meio dos queimadores de CO, que estavam com seus ventiladores funcionando, conforme esquema da Figura 27. A junção do ar com a corrente de HC's ocorreu na entrada do precipitador eletrostático, possibilitando a formação de uma atmosfera explosiva.

Às 8:48 hrs do dia 18 de fevereiro a mistura sofreu ignição dentro do ESP, causando uma explosão. O esquema do fluxo dos hidrocarbonetos e do ar está mostrado na Figura 27.

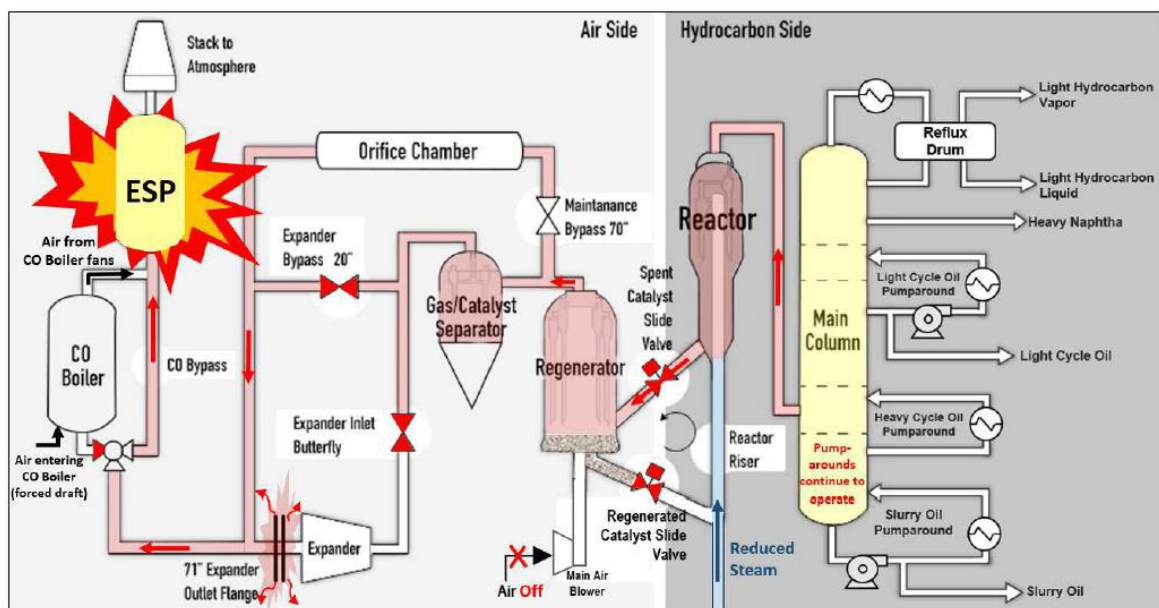


Figura 27: Esquema do escoamento de hidrocarbonetos em direção ao ESP. Fonte: CSB, 2017

5. Fatores contribuintes que geraram o acidente pela perspectiva do RBPS

Durante este capítulo, serão explicados os fatores contribuintes para esse acidente, sob a ótica da metodologia RBPS. Serão detalhados quais elementos falharam durante o tempo que precedeu o acidente.

5.1. Análise dos fatores contribuintes

Fator 1: Não conformidade com os padrões internos de segurança da empresa durante isolamento de equipamento para manutenção

O expensor, que apresentava vibração excessiva, precisava ser isolado de acordo com as normas internas da empresa, para que a manutenção no equipamento pudesse ser feita de forma segura.

Conforme descrito no Capítulo 4, os procedimentos internos da ExxonMobil demandam um duplo bloqueio com drenagem antes de raquetear o equipamento. A entrada do equipamento, como mencionado, não pôde ser raqueteada, apenas bloqueada através de um mecanismo de bloqueio simples, sendo esse desvio de segurança aprovado utilizando a mesma nota de gestão de mudança de 2012.

A saída do equipamento, contudo, também deveria ter sido bloqueada, com a inserção de uma raquete na flange a jusante do expensor. Também de acordo com o Capítulo 4, o procedimento interno de segurança da empresa diz que o raqueteamento de um equipamento só é possível através de um duplo bloqueio com dreno ou com um simples bloqueio caso uma válvula de bloqueio seja utilizada. O problema é que o sistema não apresentava uma válvula disponível para a realização do simples bloqueio da saída do expensor. Isso é devido ao fato de a válvula de *by-pass* para manutenção não poder ser usada como válvula de bloqueio, visto que ela apresenta um furo em seus internos para aliviar qualquer excesso de pressão que o regenerador apresente. A solução encontrada pela equipe da empresa foi utilizar as válvulas SCSV e RCSV como válvulas de bloqueio. Entretanto, como elas são válvulas de controle, elas não poderiam ser usadas como válvulas de bloqueio, de acordo com os padrões internos de segurança da empresa. Essa decisão é reforçada pelo fato de que válvulas de controle, quando estão parcialmente abertas, podem sofrer danos em seus internos devido à erosão/corrosão do fluido que passa por ali. Esse fato pode acabar limitando suas capacidades de bloquear por completo a passagem do fluido.

Isso infringe o elemento “Gerenciamento de mudanças”, visto que o mesmo especifica que qualquer alteração em processo não deve acarretar, de forma inadvertida, qualquer novo perigo à vida dos trabalhadores, visto a utilização de uma válvula de controle ao invés de uma de bloqueio. Além disso, o elemento “Práticas de trabalho seguro” do modelo RBPS também falhou. Ademais, também é possível constatar uma infração com relação aos elementos “Conformidade com padrões e normas” e “Competência em segurança de processo” do modelo RBPS, uma vez que não foram seguidas as normas e padrões previamente estabelecidos. Outrossim, a empresa negligenciou o elemento de “Identificação de perigos” visto que, com o exposto acima, essas válvulas não poderiam ter sido utilizadas como válvulas de bloqueio, uma vez que são válvulas de controle, o que mostra que a empresa não soube identificar os perigos inerentes a essa tomada de decisão. Por fim, também há uma insuficiência na aplicação do elemento “Procedimentos operacionais” do modelo RBPS, pois é possível dizer que não havia um domínio completo dos conhecimentos acerca do procedimento necessário para a realização do raqueteamento, evidenciando que o mesmo não foi feito da forma mais adequada.

Dessa forma, caso a empresa tivesse seguido em *compliance* com seus padrões internos de segurança, conforme previsto pelos elementos do modelo RBPS citados acima, a tentativa de raqueteamento na saída do expansor não poderia ter sido realizada, sendo necessária a parada da unidade, o que não teria levado a uma diminuição da vazão de vapor no reator, tendo prevenindo o acidente.

Fator 2: Utilização da nota de gestão de mudança de 2012 sem prévia reavaliação das condições do processo

No ano de 2012, o expansor também apresentou vibração excessiva, o que também levou a unidade a entrar no modo *safe park* de operação. Nesse ano, foi elaborada uma nota de gestão de mudança para permitir que a manutenção no equipamento fosse feita. A nota de gestão de mudança foi necessária devido a indisponibilidade de um isolamento conforme os padrões internos de segurança da empresa, como destacado no Capítulo 4.

Como os problemas enfrentados em 2015 eram similares aos de 2012, a empresa decidiu reutilizar esse documento para performar a manutenção do equipamento. Entretanto, no ano de 2015, não foi feita uma análise crítica acerca da integridade das salvaguardas da unidade, nem foram ratificados os valores de vazões apresentados no documento que garantiriam uma pressão maior no reator do que na coluna principal, o

que impediria o fluxo reverso de hidrocarbonetos. Dessa maneira, pode-se observar uma falha com relação ao elemento “Gerenciamento de Mudanças” do modelo RBPS, pois não foi realizado um processo de análise nem de revisão dos parâmetros operacionais e condições das salvaguardas em relação ao que foi estabelecido no ano de 2012, o que era um requisito interno. Ademais, devido a essa não reavaliação do sistema, a empresa vai em desencontro com os elementos “Identificação de perigos e análises de risco”, “Competência em segurança de processo” e “Conformidades com padrões e normas”.

Note que o elemento de “Identificação de perigos e análises de risco” está diretamente relacionado com o elemento de “Competência em segurança de processo”, devido à falta, por parte da empresa, de ter realizado uma análise de risco para a situação em questão (reutilização da nota de 2012).

Fator 3: Falta de manutenção da SCSV (*spent catalyst slide valve*)

A válvula SCSV já é conhecida por seu histórico de corrosão/erosão, devido à alta abrasividade do fluido que escoava através dela. No dia do acidente, a SCSV da unidade de FCC da Exxonmobil não foi capaz de manter uma barreira catalítica acima dela, devido a uma corrosão nos internos da válvula de aproximadamente 100 cm². Isso permitiu a passagem de catalisador pela válvula, eliminando a barreira catalítica, e impedindo que a mesma funcionasse como salvaguarda, possibilitando a passagem de fluidos do reator para o regenerador.

A documentação da válvula diz que a probabilidade de ela falhar devido a essa causa é maior a partir do quarto/quinto ano de operação dela após uma manutenção, sendo esse então o tempo recomendado para a realização desse procedimento na mesma. A empresa estipulou um tempo de quatro anos para a manutenção da SCSV. A revisão dela já havia sido feita em 2000, 2004 e 2009, de forma que a próxima deveria ter sido feita em 2013. Note ainda que o reparo de 2009 evidencia que a empresa já não havia seguido com o cronograma de cada 4 anos que fora previamente estipulado. Nesse contexto, a não manutenção da mesma representa uma falha com relação ao elemento “Integridade de ativos e confiabilidade” do modelo RBPS, que justamente prevê uma revisão dos equipamentos de acordo com a frequência necessária, garantindo uma performance segura. Esse elemento, inclusive, pede uma atenção especial para equipamentos propensos a sofrer desgastes ao longo do tempo. A válvula, nesse contexto, já não estava

mais íntegra para performar sua função. Além disso, essa negligência faz com que os elementos “Cultura de segurança de processos” e “Conformidade com padrões e normas” também sejam violados. Note, novamente, a interligação entre os elementos do RBPS.

A não manutenção da válvula nesse ano fez com que a mesma estivesse em operação por mais de 6 anos, o que já era dois anos acima do tempo recomendado para inspeção do equipamento. Além disso, não foi feita nenhuma análise de risco para avaliar o excessivo tempo de operação dessa válvula, que era uma salvaguarda da unidade, fato que está relacionado ao elemento “Identificação de perigos e análises de risco” do RBPS. Este elemento falhou, pois não foi possível identificar os riscos associados à falta de manutenção da válvula, justamente pela não realização de nenhuma análise de risco devido ao seu tempo de uso além do recomendado. Note que este desvio está diretamente ligado com a falha da válvula, discutida acima, quando o elemento “Integridade de ativos e confiabilidade” foi abordado.

Um dos testes que a empresa fazia durante o período dos quatro anos era o de checar se a válvula possuía habilidade para fechar. Isso, entretanto, não garante que a mesma possa manter o nível de catalisador acima dela, pois é apenas um teste mecânico acerca de sua abertura/fechamento. Esse desvio também está diretamente relacionado ao elemento “Identificação de perigos e análises de risco” do RBPS, uma vez que o método para identificação de perigo com relação a capacidade da válvula manter o nível de catalisador acima dela é insuficiente, visto que não garante a integridade da salvaguarda.

Nesse contexto, ainda que o sistema apresentasse uma válvula de bloqueio, a SCSV não teria atuado como uma salvaguarda, devido à corrosão, e teria ocorrido a passagem de hidrocarbonetos para o lado do ar. Ademais, o Fator 1 também evidencia que ela não poderia ter sido utilizada como uma válvula de bloqueio, pois é uma válvula de controle. Isso é devido a erosão/corrosão que a mesma sofreu, não sendo mais apta a manter uma barreira catalítica acima dela.

Fator 4: Falta de parâmetros diretos para medição de variáveis críticas no modo *safe park*

Durante a operação da unidade no modo *safe park*, a equipe de engenharia da empresa confiava em parâmetros operacionais indiretos para avaliar o bom funcionamento das salvaguardas existentes, sendo essas salvaguardas responsáveis por não haver o fluxo reverso de hidrocarbonetos para o precipitador eletrostático.

A primeira salvaguarda era a SCSV e a maneira que a empresa tinha de monitorar essa medida de proteção era apenas com a posição da válvula. Ou seja, para a empresa, a válvula estando na posição fechada já era um bom parâmetro para dizer que essa salvaguarda estava funcionando. Esse fato que representa uma insuficiência nos elementos “Identificação de perigos e análises de risco” e “Competência em segurança de processo”, uma vez que esse método de monitoramento é insuficiente para manter os padrões de segurança necessários para essa unidade, visto que o acompanhamento se baseia em um parâmetro indireto, e não em um direto.

A segunda salvaguarda era a vazão de vapor para o reator, responsável por impedir o fluxo reverso de hidrocarbonetos. A empresa havia especificado que uma vazão de 0,91 t/h de vapor era suficiente para garantir que não fosse ocorrer um fluxo reverso de hidrocarbonetos da coluna de destilação principal da unidade, sob condições normais de operação.

O problema de ambas as medidas de monitoramento é que elas são feitas de forma indireta. Nesse contexto, a integridade dessas salvaguardas não pode ser assegurada cem por cento somente através desses acompanhamentos. Isso ocorre uma vez que desvios no processo podem acontecer, fazendo com que esse monitoramento de uma ideia equivocada da integridade dessas medidas de proteção. No caso do acidente envolvendo a refinaria, foi exatamente isso que aconteceu, ficando evidente a falha com relação ao elemento “Competência em segurança de processo” do modelo RBPS. Isso é justificável pois os parâmetros utilizados pela empresa nesse contexto eram insuficientes, não sendo capazes de identificar todas as situações de risco existentes.

Além disso, ainda que a SCSV estivesse fechada (através da indicação de posição da válvula), ela já não era mais capaz de manter a barreira catalítica (salvaguarda número 1). Isso é devido ao processo de corrosão/erosão que ela sofreu ao longo do tempo, além de não ter tido uma manutenção adequada (Fator 3).

Para a vazão de vapor, estava sendo injetado no reator uma vazão quase três vezes maior do que a mínima necessária para conter o fluxo reverso de hidrocarbonetos da coluna principal, conforme especificado na nota de 2012. O problema foi que a torre estava operando com uma pressão maior do que em condições normais, devido a um furo em um dos trocadores do sistema de *pumparound* (Fator 8). Isso fez com que a vazão de vapor que estava sendo injetada no reator não fosse mais suficiente para conter o fluxo reverso de hidrocarbonetos. Mais uma vez, é possível constatar desvios no elemento “Competência em segurança de processo”.

Note, através da Figura 28, que a empresa possuía sensores de nível para medir o nível de catalisador no corpo do reator. As medições desses instrumentos durante ambos os eventos de 2012 e de 2015 foram resgatadas, e de acordo com a Figura 29, em ambos os casos o nível de catalisador ficou abaixo do sensor inferior do reator, sendo que no ano de 2015 o nível caiu onze minutos mais rápido, demonstrando, em ambos os casos, passagem de catalisador pela válvula.

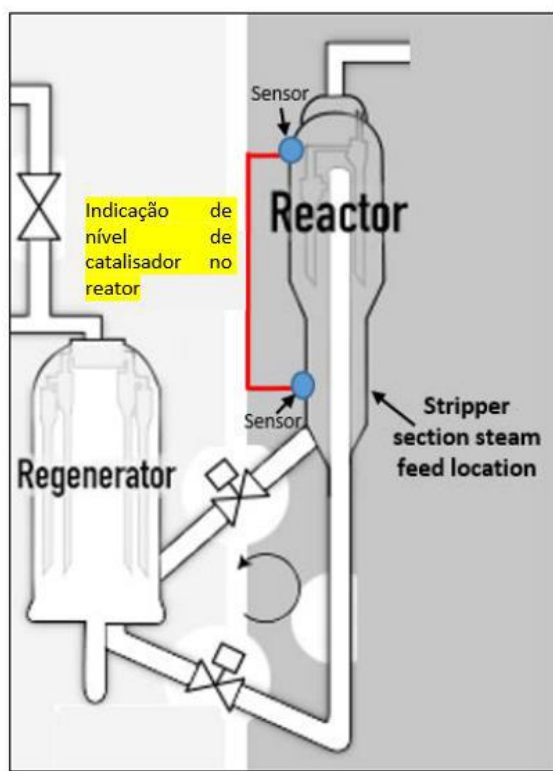


Figura 28: Localização dos sensores de nível do catalisador no reator. Adaptado de CSB, 2017

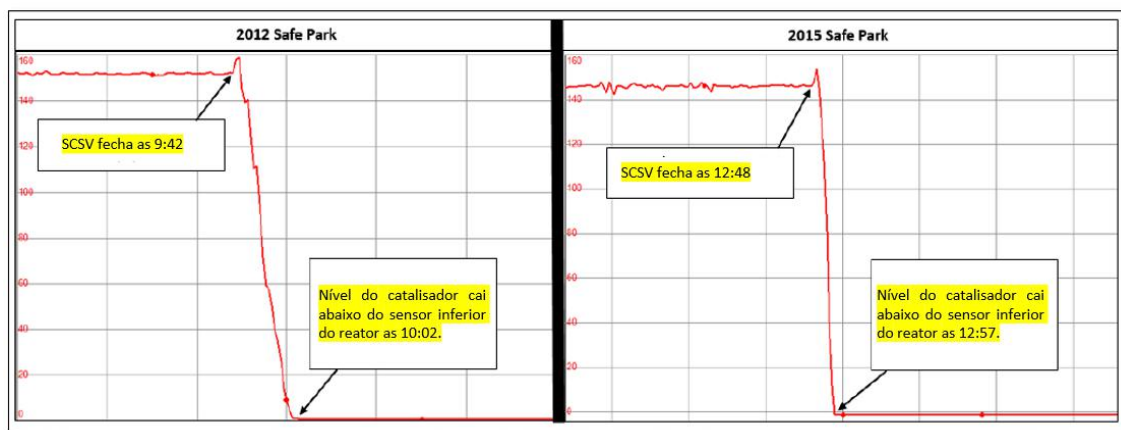


Figura 29: Nível de catalisador no reator para os eventos de 2012 e 2015. Adaptado de CSB, 2017

Além disso, conforme mostrado na Figura 30, o sistema ainda possuía 3 medidores de pressão. O medidor de pressão “P_Tag2” media a pressão no topo do reator, enquanto o medidor de pressão “P_Tag3” media a pressão no regenerador. O terceiro medidor era de diferencial de pressão, chamado de “PDC_Tag4” e media a diferença de pressão entre o regenerador e o reator.

Dessa forma, caso o valor medido pelo “PDC_Tag4” seja maior que a diferença entre os valores medidos pelos “P_Tag3” e “P_Tag2”, existe ainda uma barreira catalítica acima da válvula SCSV. Nota-se, na Figura 31, que durante o evento ocorrido no ano de 2012 o valor do “PDC_Tag4” é cerca de 5 psi acima da diferença entre o “P_Tag3” e “P_Tag2”, o que implica que ainda existia um certo nível de catalisador acima da SCSV. Neste ano, a empresa realizou a comparação entre essas medições de pressão, e chegou à conclusão de que havia um certo nível de catalisador acima da SCSV. Dessa forma, a empresa concluiu, em 2012, a existência da barreira catalítica, o que preveniria o fluxo entre o reator e o regenerador.

Para o ano de 2015, entretanto, o valor do “PDC_Tag4” é praticamente igual ao módulo da diferença entre o “P_Tag3” e “P_Tag2”. Isso demonstra que não havia barreira catalítica acima da SCSV, evidenciando que essa salvaguarda não estava em atuação. Nesse contexto, os valores desses medidores poderiam ter sido usados para demonstrar a possibilidade de fluxo reverso de hidrocarbonetos, conforme foi analisado no evento de 2012. Assim, caso a empresa tivesse utilizado essas variáveis diretas para a medição da integridade dessas salvaguardas, de forma similar ao que foi feito no ano de 2012, o acidente de 2015 poderia ter sido evitado.

Dessa forma, a falta do elemento “Competência em segurança de processo” fica clara nessa situação que está sendo apontada. Isso é justificado pois havia formas mais efetivas e conhecidas para realizar a condução, controle e monitoramento da operação, mas que não foram utilizadas durante o acidente de 2015, ainda que realizadas na situação de 2012. Ademais, a insuficiente implementação do elemento citado impossibilitou que o elemento “Identificação de perigos e análises de risco” fosse conduzido de forma adequada.

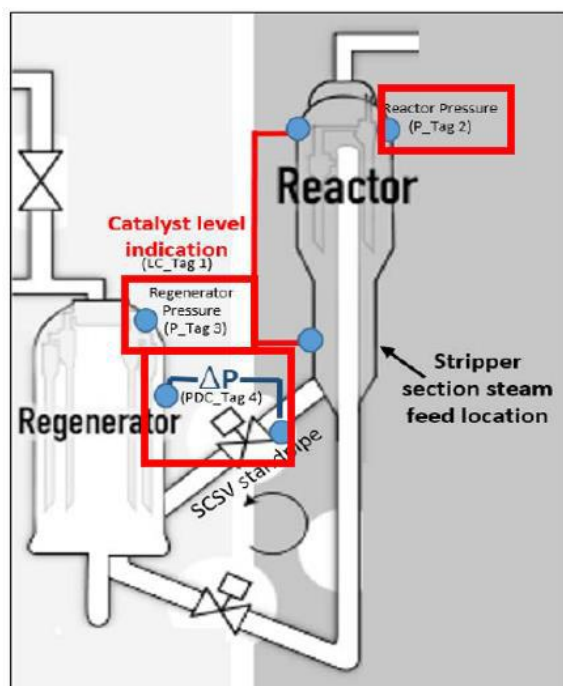
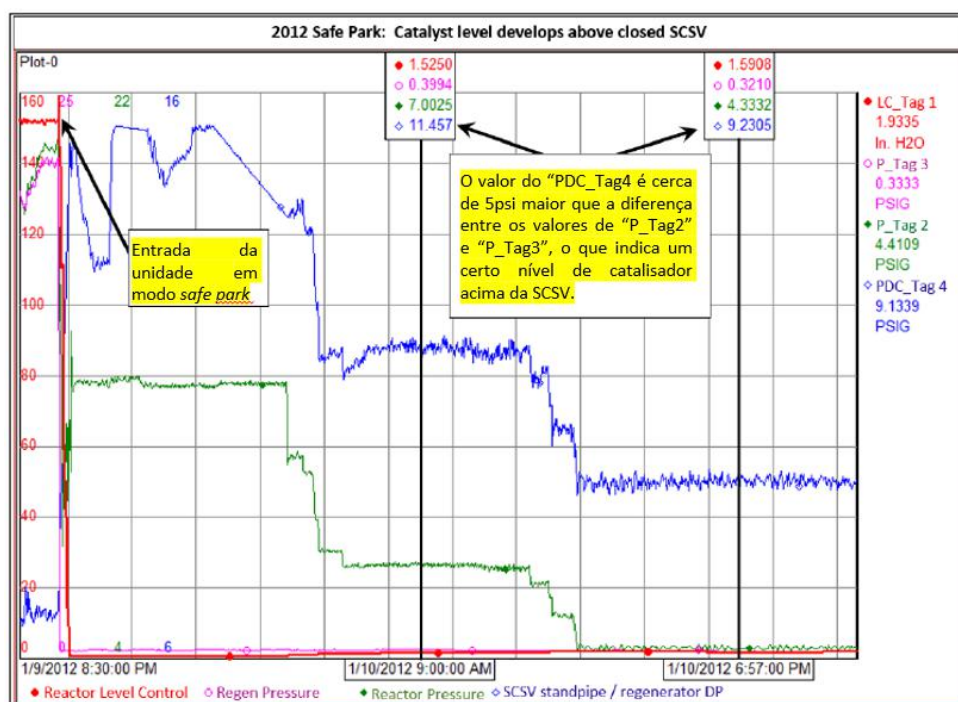


Figura 30: Localização dos medidores de pressão da unidade de FCC. Adaptado de CSB, 2017



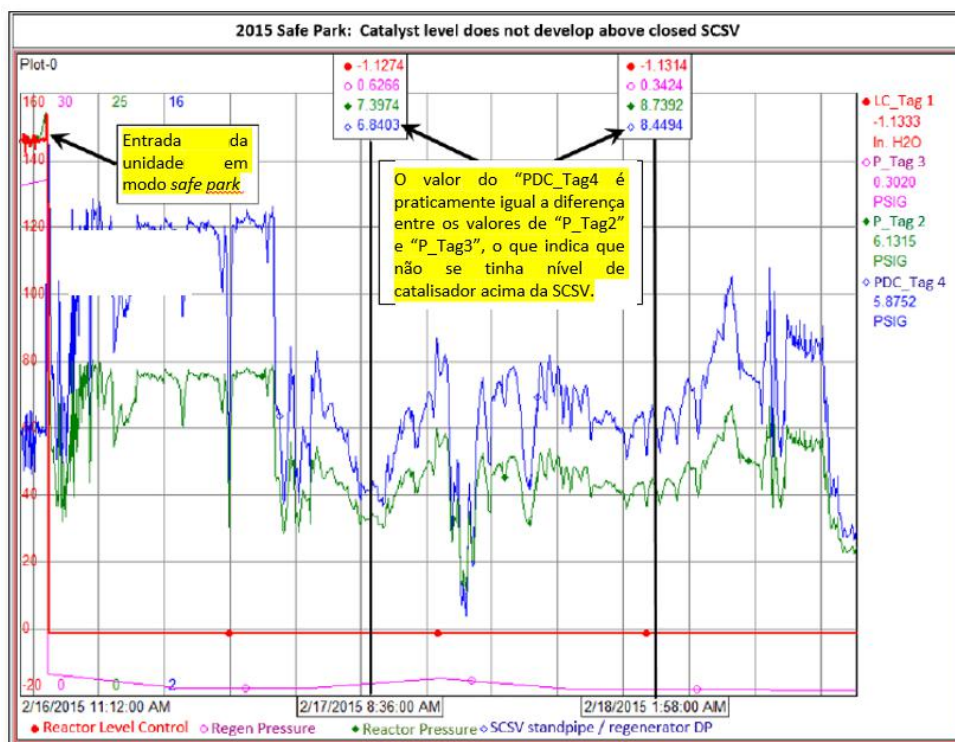


Figura 31: Valores de pressões do sistema de FCC para os eventos do ano de 2012 e 2015. Adaptado de CSB, 2017

Fator 5: Falta de um procedimento acerca de como operar de forma segura a unidade no modo *safe park*

Uma das normas de segurança da Administração de Segurança e Saúde Ocupacional (OSHA - *Occupational Safety and Health Administration*), órgão americano com a função de prevenir acidentes de trabalho, demanda que as empresas tenham procedimentos de operação acerca de todos os modos de operação de uma unidade.

Essa norma, que diz respeito à gestão de segurança de processos (PSM – *Process Safety Management*), explicita que é necessário que as empresas levantem informações sobre os riscos e consequências de operar suas unidades em todos os modos de operação possíveis, além dos limites seguros de segurança.

Todavia, apesar de a ExxonMobil apresentar um procedimento de segurança para a transição de entrada e saída do modo *safe park*, a empresa não possuía um procedimento de como operar a unidade nesse modo. A ausência deste procedimento revela, dessa forma, a falha de alguns itens do modelo RBPS. Fica evidente, assim, o desvio em relação aos elementos “Conformidade com padrões e normas” e “Competência em segurança de

processo”. Note, novamente, a interligação entre os elementos do RBPS. Neste caso em questão, os dois elementos objetivam, em conjunto, desenvolver boas práticas de trabalho de acordo com normas e regras de segurança previamente estabelecidas, inclusive quando manutenções ou outras atividades não rotineiras são realizadas, e por consequência, os riscos serão minimizados.

Além disso, a inexistência desse procedimento também vai em desconformidade com o elemento “Procedimentos operacionais”. Isso ocorre pois ele determina que haja metodologias para todos os modos de operação das unidades, sejam eles rotineiros ou não. Conforme discutido ao longo do trabalho, modos de operação não rotineiros exigem atenção especial porque muitas vezes envolvem um maior risco do que operações de rotina.

Somado a isso, o elemento “Conduta de operações” também não foi empregado, pois, conforme falado, não havia uma conduta adequada para o modo *safe park*. Dessa forma, não foi possível realizar a execução das tarefas operacionais e de gerenciamento de maneira deliberada e estruturada. Ademais, pode-se observar uma insuficiência também no elemento “Identificação de perigos e análises de risco”, justamente por não ter sido empregada uma análise de risco para a operação em modo *safe park*.

Nesse contexto, caso a mesma tivesse desenvolvido um procedimento acerca de como operar a unidade durante o modo *safe park*, incluindo seus limites de segurança, o acidente poderia ter sido evitado.

Fator 6: Redução da vazão de vapor para o reator sem prévia avaliação da mínima vazão necessária para manter a pressão deste equipamento maior que a da coluna de destilação.

Durante o isolamento do expensor, e como descrito no Capítulo 44.2.4, vapor escapou pela flange do equipamento. A ação da empresa foi diminuir a vazão para um valor de 3,4 t/h, valor esse muito maior do que o exemplificado na nota de gestão de mudança de 2012 (0,9 t/h). Essa decisão foi tomada visando reduzir o escape de vapor, de forma a possibilitar o isolamento do equipamento de forma mais segura. Contudo, a equipe de engenharia não fez uma reavaliação desse valor para saber se ele, em 2015, ainda seria capaz de impedir o fluxo reverso de hidrocarbonetos, visto que poderiam ter ocorrido mudanças nas condições de processo da unidade. Caso tivesse sido empregado, o elemento do modelo RBPS “Gerenciamento de Mudanças” poderia ter contribuído para

uma melhor avaliação quanto à vazão mais adequada a ser adotada, dada às diferentes condições de operação da unidade, em comparação com os valores de 2012. Como a pressão da torre estava maior do que o normal, essa vazão não foi suficiente e hidrocarbonetos acabaram indo para o lado do ar da unidade de FCC.

É importante notar que mesmo na nota de gestão de mudança datada de 2012 não há explicação de como surgiu o valor de vazão mínima de 0,9 t/h. Durante a investigação, foram comparados os valores de pressão tanto no momento do acidente, em 2015, quanto quando a unidade operou em *safe park* no ano de 2012, assim como o nível de catalisador no reator, como mostrado durante o Fator 4. Nesse contexto, a falta de justificativa do valor dessa mínima vazão de vapor, desde 2012, evidencia uma falha no elemento “Cultura de segurança de processos”.

Ademais, caso essas medições tivessem sido utilizadas, a equipe de engenharia deveria ter avaliado a continuidade da operação com uma salvaguarda a menos (SVSC fora de operação – Fator 7). Escolhendo continuar com a manobra, a vazão de vapor deveria ter sido diminuída aos poucos, de forma a garantir que a pressão do regenerador estivesse maior que a pressão do topo do reator para garantir que hidrocarbonetos não voltassem da coluna principal. Dessa forma, fica evidente a ineficiência no elemento “Identificação de perigos e análises de risco”, uma vez que esse tipo de atuação não foi empregado para avaliar os riscos ao se optar pela continuidade da manutenção com uma salvaguarda a menos. Por consequência, pode-se dizer que houve também uma falta com relação a “Competência em segurança de processo” e também ao elemento “Procedimentos operacionais”, devido às tomadas de decisão incorretas acerca da diminuição da vazão de vapor de forma abrupta, explicitando mais uma vez a correlação entre os elementos do modelo RBPS.

Fator 7: Falta de *compliance* ao saber que uma das duas salvaguardas não estava funcionando.

A equipe de engenharia da empresa tinha consciência de que a SCSV não estava mais exercendo seu papel de salvaguarda, visto que pôde ser observado que vapor escapava do sistema durante a tentativa de manutenção do expensor.

Entretanto, mesmo sabendo que uma das duas salvaguardas que protegiam o sistema não estava mais exercendo seu papel, a empresa optou por continuar com a manutenção

e não desligar a unidade. Dessa maneira, fica clara a falta dos elementos do modelo RBPS “Competência em segurança de processo”, “Procedimentos operacionais” e “Práticas de trabalho seguro”, uma vez que a decisão tomada de seguir com a manutenção explicita um descuido na gestão para assegurar a segurança de todos os trabalhadores.

Além disso, não foi verificado se a falha de uma das salvaguardas inviabilizaria a nota de gestão de mudança que permitia a manutenção. Não foi feita, também, nenhuma avaliação de segurança acerca de operar a unidade, em modo *safe park*, com apenas uma salvaguarda. Dessa forma, pode-se também observar, além da falha dos elementos já citados, que o elemento “Competência em segurança de processo” não foi bem empregado, pois não havia um conhecimento e domínio sobre quais seriam as tomadas de decisão corretas no caso da falha de uma das salvaguardas e se esse fato inviabilizaria ou não a manutenção. Esse somatório de falhas com relação à segurança de processos, mais uma vez, explicita uma falta de “Cultura de segurança” por parte da empresa. Essa decisão de continuar operando a unidade sabendo de todas essas problemáticas também está bastante alinhada com o Fator 5. Ademais, devido a essa operação, o elemento “identificação de perigos” também não foi respeitado, visto que não foi constatado, por parte da equipe, nenhum perigo em se operar somente com uma salvaguarda.

Fator 8: Falta de manutenção dos trocadores do sistema de *pumparound*

Conforme descrito no Capítulo 4, o furo em um dos trocadores do sistema de *pumparound* permitiu a passagem de nafta para a coluna principal, que foi vaporizada e elevou a pressão deste equipamento. Isso ajudou a garantir o fluxo reverso de hidrocarbonetos, visto que a pressão do equipamento ficou entre 9-10 psig, contra a pressão normal de operação durante este modo, que é de aproximadamente 4 psig.

O motivo pelo qual o trocador se encontrava furado era devido à falta de manutenção do mesmo, conforme descrito no relatório da CSB (2017). Estava agendada uma manutenção e inspeção no equipamento em setembro de 2013. Porém, a válvula que bloqueava o trocador e permitiria o isolamento do mesmo para manutenção/inspeção não estava fechando totalmente. Devido a essa indisponibilidade de isolamento do equipamento, a empresa decidiu por apenas realizar esse procedimento durante o ano de 2015, onde estava programada uma parada da unidade para manutenção. Isso demonstra

uma falha com relação ao elemento “Integridade de ativos e confiabilidade” do modelo RBPS, visto que a manutenção não foi feita com a frequência necessária. Ademais, o elemento “Conformidade com padrões e normas” também não foi respeitado.

Além disso, a empresa já havia identificado, em outro documento, a possibilidade de corrosão/erosão desse trocador. Todavia, nenhuma grave consequência foi levantada para o modo de operação em questão. Dessa maneira, a falha nos elementos “Identificação de perigos e análises de risco” também deve ser mencionada, pois prevê que, através de estudos para a identificação de perigos, mantenha-se em controle todo e qualquer risco aos funcionários, empresa e ao meio ambiente.

Dessa forma, apesar da identificação de possível corrosão, nenhuma análise com relação aos riscos e consequências foram providenciadas. Atrelado a este fato, também deve-se mencionar falhas com relação à “Competência em segurança de processo” e “Conformidade com padrões e normas” dado o descuido com os fatos apresentados, com relação a corrosão da válvula. Esse somatório de falhas com relação à segurança de processos, mais uma vez, explicita uma falta de “Cultura de segurança” por parte da empresa.

Caso esse cenário e a manutenção tivessem sido realizadas, o acidente talvez pudesse ter sido evitado.

Fator 9: Falta de análise de segurança dos riscos inerentes a realização de manutenção nos ventiladores do queimador de CO

Conforme descrito no Capítulo 4, os queimadores de CO sofrem *by-pass* durante a operação da unidade em modo *safe park*. Isso ocorre pois nesse equipamento existem ventiladores que forçam a entrada de ar no mesmo, o que pode gerar uma atmosfera explosiva.

Contudo, durante a tentativa de isolamento do expansor, os ventiladores dos queimadores de CO estavam em operação, devido a uma operação de reparo/manutenção. Isso fez com que ar fosse injetado no equipamento, seguindo para o precipitador eletrostático, onde se juntou com a corrente de hidrocarbonetos que também estava escoando para o equipamento.

A empresa, entretanto, não fez uma avaliação dos riscos de se operar os ventiladores dos queimadores de CO durante a tentativa de isolamento do expansor, o que também

está muito relacionado com o Fator de número 5, o qual exemplifica a falta de um procedimento acerca de como operar, de forma segura, a unidade em modo *safe park*. Dessa forma, fica evidente a falha no elemento “Competência em segurança de processo”, pois uma análise de riscos poderia ter evitado o acidente, todavia foi negligenciada. Consequentemente os elementos “Identificação de perigos e análises de risco” e “Práticas de trabalho seguro” também deixaram a desejar, pois a operação de reparo/manutenção foi mantida de forma indevida.

Caso uma análise de risco tivesse sido feita, esses riscos poderiam ter sido levantados e o acidente poderia ter sido evitado.

Fator 10: Continuidade de operação do precipitador eletrostático (ESP)

As práticas da ExxonMobil demandam que caso um equipamento gere faíscas, que ele seja desligado caso haja alguma mistura inflamável escoando em direção ao mesmo. No dia do acidente da refinaria, entretanto, o precipitador eletrostático da unidade de FCC continuou funcionando, o que novamente caracteriza uma falha no elemento “Competência em segurança de processo”. Ademais, o elemento “Conformidade com padrões e normas” também não foi empregado de forma satisfatória, pois não foram seguidas as práticas estabelecidas pela empresa de desligar equipamentos que gerem faíscas em possíveis situações de vazamento de misturas inflamáveis.

A razão principal da continuidade de operação deste equipamento durante o modo *safe park* era de atingir os padrões de meio ambiente em relação a liberação de partículas na atmosfera. Como o precipitador eletrostático tem a função de remover do ar material particulado fino, a empresa o mantém ligado durante esse modo de operação para estar em *compliance* com regulações ambientais.

Durante o *design* do precipitador eletrostático, que fora trocado em 2009, foi feita uma análise de risco que alertava a problemática de hidrocarbonetos atingirem o equipamento. A equipe de engenharia da refinaria não identificou nenhum cenário onde isso pudesse ocorrer. Em contrapartida, foi decidido instalar um analisador de CO, no lado do ar da unidade de FCC, com a finalidade de detectar a presença de gases combustíveis em direção ao ESP, que não sofreram combustão completa no regenerador. Dessa maneira, o elemento “Identificação de perigos e análises de risco” do modelo RBPS

não foi bem respeitado, uma vez que a falta de parâmetros diretos dificulta a identificação de situações que possam gerar riscos no dia a dia de operação da planta.

Ademais, conforme descrito na seção 3.4, o ESP já apresenta um histórico de acidentes na indústria. Dessa forma, devido a esse conhecimento, o elemento “Investigação de acidentes” do modelo RBPS também foi violado, uma vez que esse conhecimento poderia ter sido levado em consideração acerca da tomada de decisão da continuidade da operação do equipamento. Note que esse elemento faz menção a um histórico tanto interno quanto externo à empresa, de forma que o aprendizado pode ocorrer também a partir de acidentes que ocorreram em outras empresas.

Por fim, nenhuma análise de risco posterior identificou a possibilidade de hidrocarbonetos voltarem da coluna de destilação principal durante o modo *safe park*. Como já mencionado, durante esse modo ar deixa de ser injetado no regenerador, e como a reação de craqueamento deixa de acontecer, não há, no regenerador, queima de qualquer hidrocarboneto que entre neste equipamento visto que não há nem oxigênio nem calor para iniciar a queima. Assim, o analisador de CO, que fora projetado para verificar a presença de gases combustíveis, não foi capaz de detectar a presença de hidrocarbonetos no lado do ar da unidade, o que já era esperado.

5.2. Resumo dos elementos do modelo RBPS que falharam neste evento

Na Tabela 3 estão resumidos os elementos do RBPS que foram violados por cada fator contribuinte cometido durante todas as tomadas de decisão que levaram à explosão da unidade de FCC da ExxonMobil, em 2015.

Tabela 3: Elementos do RBPS que foram violados por cada fator contribuinte

Fatores Contribuintes	Elemento do RBPS
Fator 1: Não conformidade com os padrões internos de segurança da empresa durante isolamento de equipamento para manutenção	<ul style="list-style-type: none">• Conformidade com padrões e normas• Competência em segurança de processo• Identificação de perigos e análises de risco• Procedimentos operacionais• Práticas de trabalho seguro• Gerenciamento de mudanças

Fatores Contribuintes	Elemento do RBPS
Fator 2: Utilização da nota de gestão de mudança de 2012 sem prévia reavaliação das condições do processo	<ul style="list-style-type: none"> • Conformidade com padrões e normas • Competência em segurança de processo • Identificação de perigos e análises de risco • Gerenciamento de mudanças
Fator 3: Falta de manutenção da SCSV (<i>spent catalyst slide valve</i>)	<ul style="list-style-type: none"> • Cultura de segurança de processos • Conformidade com padrões e normas • Competência em segurança de processo • Identificação de perigos e análises de risco • Integridade de ativos e confiabilidade
Fator 4: Falta de parâmetros diretos para medição de variáveis críticas no modo <i>safe park</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Competência em segurança de processo • Identificação de perigos e análises de risco
Fator 5: Falta de um procedimento acerca de como operar de forma segura a unidade no modo <i>safe park</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Conformidade com padrões e normas • Competência em segurança de processo • Identificação de perigos e análises de risco • Procedimentos operacionais • Conduta de operações
Fator 6: Redução da vazão de vapor para o reator sem prévia avaliação da mínima vazão necessária para manter a pressão deste equipamento maior que a da coluna de destilação.	<ul style="list-style-type: none"> • Cultura de segurança de processos • Competência em segurança de processo • Identificação de perigos e análises de risco • Procedimentos operacionais • Gerenciamento de mudanças
Fator 7: Falta de <i>compliance</i> ao saber que uma das duas salvaguardas não estava funcionando.	<ul style="list-style-type: none"> • Cultura de segurança de processos • Competência em segurança de processo • Identificação de perigos e análises de risco • Procedimentos operacionais • Práticas de trabalho seguro
Fator 8: Falta de manutenção dos trocados do sistema de <i>pumparound</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Cultura de segurança de processos • Conformidade com padrões e normas • Competência em segurança de processo • Identificação de perigos e análises de risco

Fatores Contribuintes	Elemento do RBPS
	<ul style="list-style-type: none"> • Integridade de ativos e confiabilidade
Fator 9: Falta de análise de segurança dos riscos inerentes a realização de manutenção nos ventiladores do queimador de CO	<ul style="list-style-type: none"> • Competência em segurança de processo • Identificação de perigos e análises de risco • Práticas de trabalho seguro
Fator 10: Continuidade de operação do precipitador eletrostático (ESP)	<ul style="list-style-type: none"> • Conformidade com padrões e normas • Competência em segurança de processo • Identificação de perigos e análises de risco • Investigação de acidentes

Note que os elementos “Competência em segurança de processo” e “Identificação de perigos e análises de risco” foram os que mais apareceram, estando em todos os fatores contribuintes expostos. Note também que o pilar “Aprenda com a experiência” foi o que menos apareceu, tendo apenas o elemento “Investigação de acidentes” exposto no fator de número 10, enquanto que o pilar “Comprometimento com a segurança de processos” é o mais aparece, tendo 3 dos seus 5 elementos violados. Dessa forma, é possível constatar, ao longo da análise do acidente a partir do modelo RBPS, uma maior relação de suas causas com fatores que afetam a segurança de processo da empresa.

Além disso, o elemento “Cultura de segurança de processos”, apesar de aparecer especificamente em alguns fatores contribuintes, pode ser melhor explicado de uma forma macroempresarial, e não a partir de situações pontuais. Isso ocorre pois a deficiência neste elemento se dá a partir de um histórico de ações, que comprometem, de alguma forma, a segurança de processo, e não a partir de um evento específico.

6. Conclusão

A partir da análise do acidente na refinaria da empresa ExxonMobil no ano de 2015 pelo perspectiva do modelo RBPS, foi possível constatar a importância da implementação de normas e diretrizes a respeito da segurança de processos. A explosão apresentada neste trabalho é um exemplo de que, com o forte crescimento industrial das últimas décadas, os processos foram se tornando cada vez mais complexos, e por consequência, podem oferecer maiores riscos aos trabalhadores, sociedade e meio ambiente.

Uma vez ocorrido o acidente, é fundamental que lições e aprendizados sejam retirados a partir dele, objetivando que as falhas não se repitam. Desta maneira, o pilar “Aprenda com a experiência”, do modelo RBPS, é de grande importância para evitar que eventos similares ocorram, ou que pelo menos a gravidade destes seja reduzida. A partir de boas análises, as normas e padrões vigentes podem ser aprimorados.

Ainda que muitos funcionários tivessem anos de experiência de planta, o acidente não pôde ser evitado. Isso mostra novamente a importância de realizar treinamentos com os funcionários, de forma que todos tenham bem definida a cultura de segurança de processos da empresa e estejam aptos a tomar decisões de acordo com ela, da forma mais segura possível. Neste contexto, observa-se a relevância do pilar “Gerenciar riscos”. No evento em questão, os elementos deste pilar que mais foram violados e que precisam de maior enfoque são “Procedimentos operacionais”, “Prática de trabalho seguro”, “Integridade de ativos e confiabilidade” e “Gereciamento de mudanças”.

Fica novamente evidente a importância dos elementos “Práticas de trabalho seguro” e “Procedimentos operacionais” do RBPS, visto que quase 50% dos acidentes industriais ocorrem em condições não rotineiras de operação, como foi o caso da explosão ocorrida na refina da ExxonMobil, durante uma tentativa de reparo de um equipamento. É crucial, então, que existam procedimentos operacionais acerca de como operar as unidades em todos os modos de operação possíveis, a fim de minimizar os riscos.

Outrossim, o pilar mais violado do modelo RBPS foi o “Comprometimento com a segurança de processo”, sendo “Competência de segurança de processos” o mais infringido dentre os elementos desse pilar. Esse elemento está presente em todos os fatores contribuintes citados no Capítulo 5. Isso demonstra a importância de que os profissionais da empresa detenham o conhecimento necessário para que as tomadas de decisões minimizem ao máximo os riscos inerentes ao processo.

Além disso, o elemento “Cultura de segurança de processos”, é outro de grande relevância na análise do acidente. As falhas referentes a esse elemento estão relacionadas com o histórico de comportamentos da empresa, como foi o caso da manutenção da SCSV que em 2009 já havia excedido o tempo previsto de reparo (que era de 4 anos), e em 2015 já estava há 6 anos sem receber assistência. Dessa maneira, é possível constatar que empresas com cultura de segurança de processos bem enraizada, com equipes responsáveis e alinhadas com os procedimentos e normas adotados pela empresa, estão propensas a reduzir riscos e acidentes.

7. Referências

ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Segurança Operacional das Instalações Marítimas de Perfuração e Produção de Petróleo e Gás Natural. p. 40, 2019.

API. American Petroleum Institute - Statistics, 2020. Disponível em: <<https://www.api.org/products-and-services/statistics#tab-overview>> Acesso em: 31/03/2021.

API. American Petroleum Institute - Recommended Practice 754 - Process Safety Indicators for the Refining and Petrochemical Industries, 2020. <<https://www.api.org/oil-and-natural-gas/health-and-safety/refinery-and-plant-safety/process-safety/process-safety-standards/rp-754>> Acesso em: 11/04/2021.

BALAN, A. C. Introdução à Segurança de Processo. In: 20º Seminário Brasileiro Agroindustrial, 2019. Gerenciamento de riscos, 2019.

BARROS, J.; BORGES, J. Estudo da caracterização de um reator de leito fluidizado borbulhante, 2017.

CCPS. Chemical Center of Process Studies - Guidelines for Risk Based Process Safety. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2007.

CCPS. Chemical Center of Process Studies - Indicadores de Segurança de Processo Guia de Seleção de Indicadores Proativos e Reativos, 2019.

CCPS. Chemical Center of Process Studies - Process Safety Leading and Lagging Metrics. n. January, 2011.

CSB. Chemical Safety Board - CSB News Release, Husky Energy Oil Refinery Investigation Update, 2018. Disponível em: <https://www.csb.gov/assets/1/20/husky_factual_update_-_2.pdf?16594> Acesso em: 04/04/2021.

CSB. Chemical Safety Board - ExxonMobil Torrance Refinery Electrostatic Precipitator Explosion, Torrance, California, 2017. Disponível em: <<https://www.csb.gov/exxonmobil-refinery-explosion-/>> Acesso em: 19/02/2021.

CONTRA COSTA HEALTH SERVICES. Major Accidents at Chemical/Refinery Plants. Disponível em: <<https://cchealth.org/hazmat/accident-history.php>> Acesso em: 04/04/2021.

CPPS. Chemical Center of Process Studies - Risked Based Process Safety Overview, 2014.

CSB. Animation of 2015 Explosion at ExxonMobil Refinery in Torrance, CA, 2017. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=JplAKJrgyew&ab_channel=USCSB> Acesso em: 24/02/2021.

CSB. Updated BP Texas City Animation on the 15th Anniversary of the Explosion, 2020. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=goSEyGNfiPM&ab_channel=USCSB> Acesso em: 20/04/2021.

FENG, R.; QIAO, K., WANG, Y. H., & Yan, Z. F. Perspective on FCC catalyst in China. Applied Petrochemical Research, 2013.

FISCHER, D.; BUARQUE, L; SCHAEFFER, C. Percepção de risco e perigo: Um estudo qualitativo no setor de energia elétrica, 2002.

FLORES, B.; ORNELAS, E.; DIAS, L. Fundamentos de combate à incêndio. Manual de Bombeiros. Corpo de Bombeiros Militar do Estado de Goiás. Goiânia-GO, 2016.

GULEÇ, F.; MEREDITH, W.; SNAPE, C. Progress in the CO₂ Capture Technologies for Fluid Catalytic Cracking (FCC) Units - A Review, 2020.

IMPAC, 2021. Disponível em: <<https://www.impac.com.br/detector4/multigas/detectordegasmultigaso2coh2sch4.htm>> Acesso em 30/03/2021.

IOGP. International association of Oil and Gas Producers. Safety performance indicators – Process safety events, 2019.

JUSBRASIL, Lei de Benefícios da Previdência Social - Lei 8213/91 | Lei nº 8.213, 1991. Disponível em: <<https://presrepublica.jusbrasil.com.br/legislacao/104108/lei-de-beneficios-da-previdencia-social-lei-8213-91>>; Acesso em: 10/04/2021.

LACO. Laboratório de Controle Avançado e Otimização de Processos, 2013. Disponível em: <<http://www.laco.ufpe.br/wp-content/uploads/2013/08/aula11.pdf>> Acesso em: 25 mar. 2021.

MINISTÈRE CHARGÉ DE L'ENVIRONNEMENT. Explosion de gaz dans les unités craquage catalytique et gas plant d'une raffinerie Le 9 novembre 1992 La Mède. [Bouches du Rhône], France, 2008. Disponível em: <https://www.aria.developpement-durable.gouv.fr/wp-content/files_mf/A3969_ips03969_001.pdf> Acesso em: 04/04/2021.

NATALINI, M. IMI - Severe Services, FCC Special Valves Best Practices to Increase Performance, Reliability & Service Life, 2014.

NR. Normas Regulamentadoras – Português, Escola Nacional da Inspeção do Trabalho. Disponível em: <<https://enit.trabalho.gov.br/portal/index.php/seguranca-e-saude-no-trabalho/sst-menu/sst-normatizacao/sst-nr-portugues?view=default>> Acesso em: 15/03/2021.

OLIVE, Claire; O'CONNOR, T. Michael; MANNAN, M. Sam. Relationship of safety culture and process safety, 2006.

OSHA. Occupational Safety and Health Administration - Process Safety Management (PSM), 2000.

RALPH, Bill. ANSI/API RP-754 Process Safety Performance Indicators for the Refining & Petrochemical Industries. Disponível em: <<https://www.api.org/-/media/Files/Oil-and-Natural-Gas/Refining/754%20Webinars/WebinarSession1Notes.pdf?la=en&hash=0B1728AF3CD12A5AD6E8FD622787A3777778BCBC>> Acesso em: 15/03/2021

SUNMACH. Exotic Metal Fabrication. Disponível em: <<http://www.sunmach.net/Fabrication/Pipe-Spools-Manufacturers.html>> Acesso em 30/03/2021.

TONG, R.; YANG, X.; ZHAO, H.; PARKER, T.; & WANG, Q. Process safety management in China: Progress and performance over the last 10 years and future development, 2020.